

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DESPACHO DE GERAÇÃO PARA O CONTROLE EM
TEMPO REAL DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA

TESE SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA

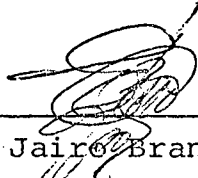
ANTONIO HÉCTOR GUELFÍ AGUILAR

FLORIANÓPOLIS, MARÇO 1986

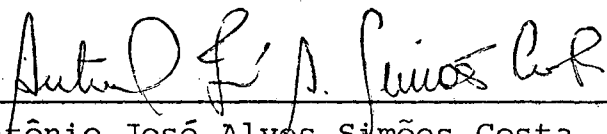
DESPACHO DE GERAÇÃO PARA O CONTROLE EM
TEMPO REAL DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA

Antonio Héctor Guelfi Aguilar

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE
EM ENGENHARIA - ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA E APROVADA EM
SUA FORMA FINAL PELO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO.




Prof. Luiz Jairo Branco Machado, Dr. Ing.
Orientador

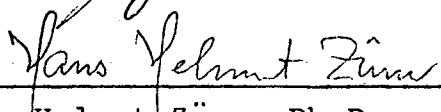


Prof. Antônio José Alves Simões Costa, Ph.D.
Coordenador do Curso

APRESENTADA PERANTE A BANCA EXAMINADORA COMPOSTA DOS PROFESSORES



Prof. Luiz Jairo Branco Machado, Dr. Ing.



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.



Prof. Antônio José Alves Simões Costa, Ph.D.



Prof. Paulo Renécio Nascimento, M. Sc.

A minha esposa Maruquel pela
compreensão e carinho

A Guillermo e Antonio, meus
filhos, objetivos de minha
vida.

Aos meus pais e irmãos

Aos meus sogros e cunhados

À Sra. Sara

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Luiz Jairo Branco Machado pela ajuda prestada na orientação deste trabalho.

À todos os professores e colegas da Pós-Graduação que de uma ou de outra forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

À Maruquel, minha esposa, pela paciência, carinho e grande incentivo transmitidos durante a execução deste trabalho.

À meus pais, Ulises (q.e.p.d.) e Luz, como gratidão por tudo que fizeram por mim.

À Marlei pela datilografia e principalmente pela amizade.

À Universidade Federal de Santa Catarina pelo apoio técnico e ao Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (I.R.H.E.) pelo apoio financeiro.

Agradeço ao Todo Poderoso pela certeza da concretização deste trabalho.

RESUMO

Neste trabalho trata-se do problema do Despacho de Geração em Tempo Real (DGTR) dos sistemas elétricos de potência, incluindo-se as restrições de segurança.

O DGTR é formulado como um problema de otimização, e através de considerações e hipóteses linearizantes adequadas é transformado num problema de programação linear.

O Despacho aqui desenvolvido baseou-se na filosofia adotada por Dodu e Merlin [14], Dubost [12], Merlin [13], e Guimarães [47], possuindo dois modos de atuação, o Despacho de Segurança (DS), executado quando o estado da operação é de alerta, e o Despacho Econômico (DE), executado quando o estado de operação é declarado normal-seguro.

Dã-se um tratamento especial aos casos de contingências onde não é encontrada uma solução possível para o controle preventivo, estabelecendo uma estratégia para contornar este problema.

O problema de otimização é resolvido utilizando o método simplex modificado na forma revisada, conjugada com a técnica da relaxação. São utilizados dois sistemas de potência de diferentes dimensões para testar o programa desenvolvido.

Algumas conclusões e sugestões para futuros trabalhos são apresentados no final.

ABSTRACT

In this work the problem of Real Time Generation Dispatch (RTGD) of electrical power systems is treated including security constraints.

The RTGD is formulated as an optimization problem, which is transformed into a linear program through adequate linearization hypothesis and considerations.

The Dispatch here developed is based on the philosophy adopted by Dodu & Merlin [14], Dubost [12], Merlin [13], and Guimarães [47], having two acting modes, the Security Dispatch (SD), executed when the operating state is on alert, and Economic Dispatch (ED), executed when the operating state is considered normal-secure.

A special treatment is given to the contingency cases in which no possible solution is found for the preventive control, by establishing a strategy to circumvent this problem.

The optimization problem is solved using the modified simplex method in revised form in conjunction with the relaxation technique. Two power systems of different sizes are used to test the program.

Several conclusions and suggestions for further works are presented at the end.

RESUMEN

En este trabajo el problema del Despacho de Generación en Tiempo Real (DGTR) és tratado, incluyendo las restricciones de seguridad.

El DGTR és formulado como un problema de optimización, y através de consideraciones e hipótesis de linealización adecuadas és transformado en un problema de programación lineal.

El Despacho aquí desarrollado se basó en la filosofía adoptada por Dodu y Merlin [14], Dubost [12], Merlin [13], e Guimarães [47], teniendo dos modos de actuación, el Despacho de Seguridad (DS), ejecutado cuando el estado de operación és de alerta, y el Despacho Económico (DE), ejecutado cuando el estado de operación és declarado normal-seguro.

Se dá un tratamiento especial a los casos de contingências en donde no és encontrada una solución posible para el control preventivo, estableciendo una estrategia para contornar este problema.

El problema de optimización és solucionado utilizando el método simplex modificado en la forma revisada, conjugada con la técnica de la relajación. Son utilizados dos sistemas de potencia de diferentes dimensiones para probar el programa desarrollado.

Algunas conclusiones y sugerencias para futuros trabajos son apresentadas en el final.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

1.1 - Aspectos Gerais	1
1.2 - Breve Histórico do Despacho de Geração	2
1.3 - Objetivos deste Trabalho	4
1.4 - Principais Contribuições Dadas	4
1.5 - Organização deste Trabalho	5

CAPÍTULO II - FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO DGTR

2.1 - Introdução	7
2.2 - Filosofia Adotada neste Trabalho	8
2.3 - Formulação Geral do Problema do DGTR	10
2.4 - Linearização do Problema do DGTR	12
2.4.1 - Equações da Rede	12
2.4.2 - Equação do Balanço de Potência Ativa	22
2.4.3 - Custo de Produção das Unidades Geradoras	26
2.4.3.1 - Unidades Termoelétricas	27
2.4.3.2 - Unidades Hidroelétricas	29
2.5 - Formulação Matemática do Despacho de Segurança	33
2.6 - Formulação Matemática do Despacho Econômico	44
2.7 - Conclusões	45

CAPÍTULO III - TÉCNICAS UTILIZADAS NESTE TRABALHO NA SOLUÇÃO DO DGTR

3.1 - Introdução	47
3.2 - O Método Simplex Modificado	48
3.3 - Aplicação do Método Simplex Modificado ao DGTR	56
3.3.1 - Aplicação ao Despacho de Segurança	56
3.3.2 - Aplicação ao Despacho Econômico	58
3.3.3 - Algoritmo do DGTR usando o Método Simplex Mo dificado na forma revisada	59
3.3.4 - Vantagens e Desvantagens do Método Simplex Modificado Aplicado em Problemas Reais	63
3.4 - A Técnica da Relaxação	65
3.5 - Problemas de Análise Pós-Ótimo	71
3.6 - Conclusões	72

CAPÍTULO IV - DESCRIÇÃO DO PROGRAMA DESENVOLVIDO

4.1 - Introdução	73
4.2 - Preparação dos Dados Necessários ao Programa	73
4.3 - Algoritmo do Despacho de Geração em Tempo Real	77
4.3.1 - Algoritmo do Despacho de Segurança	81
4.3.2 - Algoritmo do Despacho Econômico	82
4.4 - Considerações Gerais sobre o Programa	84
4.5 - Conclusões	85

CAPÍTULO V - APLICAÇÃO DO PROGRAMA A UM SISTEMA EXEMPLO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1 - Introdução	86
5.2 - Dados e Comentários	86
5.3 - Resultados da Aplicação do Despacho de Segurança	102
5.4 - Resultados da Aplicação do Despacho Econômico	107
5.5 - Conclusões	111

CAPÍTULO VI - APLICAÇÃO DO PROGRAMA A UM SISTEMA REAL E ANÁLISE DOS RESULTADOS

6.1 - Introdução	112
6.2 - Dados e Comentários	112
6.3 - Resultados da Aplicação do Despacho de Segurança	133
6.4 - Resultados da Aplicação do Despacho Econômico	143
6.5 - Conclusões	147

CAPÍTULO VII - APLICAÇÃO DA ANÁLISE PÓS-ÓTIMA PARA O DGTR

7.1 - Introdução	149
7.2 - Resultados da Aplicação da Análise Pós-Ótima para o Sistema Exemplo	150
7.3 - Resultados da Aplicação da Análise Pós-Ótima para o Sistema Real	155
7.4 - Conclusões	158

CAPÍTULO VIII - CONCLUSÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

8.1 - Conclusões Finais	160
8.2 - Sugestões para Futuros Trabalhos	161
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	164
APÊNDICE A - ELEMENTOS DE PROGRAMAÇÃO LINEAR	173
APÊNDICE B - DESCRIÇÃO DAS PRINCIPAIS SUB-ROTINAS DO PROGRAMA DESENVOLVIDO.....	196

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 - Aspectos Gerais

O setor de energia elétrica constitui um dos setores estratégicos da economia de um país, pois, junto com outras áreas, forma a base necessária para viabilizar o desenvolvimento de uma nação.

Os sistemas elétricos de potência têm evoluído em tamanho e complexidade. Por tal razão é necessário o desenvolvimento de técnicas computacionais cada vez mais sofisticadas, que possibilitem soluções dos problemas operacionais no menor tempo possível, pois na maioria dos casos os resultados encontrados visam auxiliar ao operador na tomada de decisões em tempo real.

Neste trabalho desenvolve-se o estudo do Despacho de Geração em Tempo Real (DGTR), o qual constitui uma das ferramentas que visam viabilizar a operação em tempo real dos sistemas de potência, estabelecendo ações de controle, que farão com que o usuário receba o serviço de energia elétrica com um nível de qualidade aceitável e ao menor preço possível.

Para cumprir seus objetivos, o tempo de processamento computacional e a precisão dos resultados fornecidos pelo DGTR devem estar dentro de níveis aceitáveis.

1.2 - Breve Histórico do Despacho de Geração

O problema do Despacho de Geração teve seu início no princípio da década de 20 [20], quando os engenheiros dos sistemas de potência se defrontaram com o problema da distribuição da geração entre os diversos grupos geradores. O problema com o qual se confrontaram era exatamente o de como dividir a potência real entre as diversas unidades. Deste problema surge inicialmente o Despacho Econômico ou Despacho Ótimo [21, 41, 43] o qual procura fornecer ao operador um plano de produção ótimo.

A partir da década de 30 vários métodos são usados, dentre os quais destaca-se o método do custo incremental, onde os equipamentos de produção são carregados até que o custo incremental dos diversos grupos sejam iguais.

Na metade da década de 40, as perdas provenientes dos equipamentos de transmissão começam a ser consideradas e vão dando lugar ao conceito de fator de penalização.

No final da década de 50 a representação da fórmula das perdas e a formulação das equações de coordenação são melhoradas. Isto ocorre ao mesmo tempo em que o fluxo de potência (também chamado de fluxo de carga) aparece, ajudado pelo desenvolvimento e surgimento dos computadores digitais. A partir desse momento os algoritmos do Despacho de Geração são melhorados e sofrem modificações significativas, tais como:

- a) A formulação do Despacho Econômico Exato [21,41,51,52], pois até então somente era considerada a potência ativa. É bom ressaltar que problemas associados ao tempo de solução, à capa

cidade computacional e às dificuldades de convergência, fazem com que atualmente se difíclte a aplicação desta formulação no Despacho de Geração em Tempo Real.

- b) A introdução das funções de segurança na operação dos sistemas de potência [28,36,37]. A incorporação das restrições de segurança como parte do Despacho de Geração em Tempo Real tem aumentado na última década e tem tido uma profunda influência no Despacho como um todo, sendo um elemento importante e necessário para a operação dos sistemas de potência de modo mais eficiente e segura [15,16,17,32,39,40].
- c) A linearização das equações do Despacho de Geração e a representação da rede por modelos lineares ou linearizados, sendo então possível a utilização das técnicas de programação linear [15,16,18,22,38,45], evitando com isto as difículdades de convergência inerentes aos problemas não-lineares, e diminuindo os requisitos de tempo e armazenamento computacional.

A lista de uma grande quantidade de trabalhos referente ao Despacho de Geração pode ser encontrada em [9,10,11,20] e atestam a importância que é atribuída à solução deste tipo de problema.

1.3 - Objetivos deste Trabalho

O presente trabalho tem como objetivo resolver o problema do Despacho de Geração em Tempo Real empregando técnicas e métodos adequados, de modo a aproveitar ao máximo as peculiaridades e características próprias do mesmo.

O problema do DGRT como em [47] é colocado na forma linearizada, tornando possível a utilização de técnicas de programação linear objetivando acelerar o tempo de execução, reduzir a ocupação de memória computacional e melhorar a precisão dos resultados procurados, condições necessárias para sua aplicação em tempo real.

1.4 - Principais Contribuições Dadas

Para resolver o problema de otimização utilizam-se os métodos de programação linear (PL), particularmente usa-se o método simplex modificado na forma revisada, associado a uma técnica de solução chamada técnica da relaxação. Procura-se com isso explorar da melhor maneira possível a estrutura do problema do DGTR.

Neste trabalho procura-se introduzir no programa do DGTR, um tratamento especial para os casos de contingências que não apresentam uma solução para o controle preventivo, de tal maneira a fornecer ao operador uma alternativa para o controle corretivo, ou uma idéia da severidade do problema que ocasionaria a contingência em estudo, caso venha a ocorrer.

São analisados contingências simples e duplas de

linhas e geradores sobre 2 sistemas de potência de diferentes dimensões, visando analisar melhor o desempenho do programa desenvolvido.

1.5 - Organização deste Trabalho

No Capítulo 2 apresenta-se a formulação matemática do DGTR, introduzindo os modelos matemáticos do Despacho de Segurança (DS) e do Despacho Econômico (DE). Apresentam-se também as considerações e hipóteses necessárias para linearizar o problema.

O Capítulo 3 apresenta uma rápida revisão do método simplex modificado e da técnica da relaxação, que são utilizados no desenvolvimento deste trabalho.

No Capítulo 4 é apresentado o algoritmo e o fluxograma geral do despacho desenvolvido. São comentados os dados necessários para a implementação do DGTR e descreve-se cada uma das sub-rotinas que compõe o programa, definindo seus principais elementos.

No Capítulo 5, apresentam-se e discutem-se os resultados obtidos pela aplicação do algoritmo proposto a um sistema-exemplo composto de 4 geradores, 14 barras e 16 ramos.

No Capítulo 6, os resultados obtidos pela aplicação do algoritmo a um sistema real são apresentados e discutidos. O sistema-testado é uma possível configuração do sistema do sul do Brasil constituído por um sistema de 10 geradores, 45 barras e 57 ramos.

O Capítulo 7 apresenta os resultados e conclusões obtidos da análise pós-ótima nos casos em que não

foi encontrada solução para o controle preventivo.

Finalmente, no Capítulo 8, apresentam-se as conclusões finais e as sugestões para futuros trabalhos.

Seguem-se em anexo dois apêndices, um sobre elementos de programação linear, visando auxiliar a melhor compreensão deste trabalho, e o outro sobre as sub-rotinas em que foi dividido o programa, descrevendo-se suas funções, variáveis, matrizes, vetores e demais elementos de interesse. Apresentando assim, um manual de utilização simplificado do programa.

CAPÍTULO II

FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO DGTR

2.1 - Introdução

A operação dos sistemas elétricos de potência é caracterizada pela execução de um conjunto de ações sobre os e quipamentos de produção e transporte, com o objetivo de manter o equilíbrio entre a geração e o consumo a cada instante, as segurando o atendimento de todas as cargas com padrões aceitá veis de qualidade e ao menor custo possível.

Os sistemas de potência estão, no entanto, sujei tos às aleatoriedades da demanda, às falhas de seus componentes de produção e transporte (provocando saídas não programadas de linhas e geradores) podendo alterar a configuração da rede. Pela falta de opção, ou de tempo hábil para ajustar o sistema a cada nova situação, pode-se atingir estados de operação indesejáveis em tempo real, prejudicando a qualidade do serviço, bem como a continuidade do mesmo.

Para contornar estes problemas faz-se necessário determinar, com a devida antecedência, os inconvenientes que cer tas perturbações podem causar ao sistema. Esta preocupação deu origem, inicialmente, à função denominada Análise de Segurança, que tem como objetivo alertar à operação, com antecipação adequa da, quanto a possibilidade de ultrapassagens de certos limites de produção, transporte ou regulação.

A função Despacho de Geração tem como objetivo com

pletar os estudos realizados dentro da Análise de Segurança, estabelecendo as estratégias de operação para ações de controle preventivo e/ou corretivo contra aqueles efeitos considerados nocivos ao sistema e/ou minimizar os custos de produção.

A função Despacho de Geração nos sistemas elétricos de potência, quando projetada para atuar completando a Análise de Segurança em tempo real, é chamada de Despacho de Geração em Tempo Real (DGTR).

2.2 - Filosofia Adotada Neste Trabalho

Existem diferentes enfoques ou diferentes filosofias para a implementação do DGTR na prática. Em [23] Chan e Schweppe enfocam o problema reprogramando o plano de produção e realizando racionamentos de carga ("load shedding") só quando o sistema se encontra no estado de emergência. Por outro lado Scott e Hobson [15,16] resolveram o problema realizando ações de controle corretivo e preventivo, através de reprogramação do plano de produção (incluindo geradores em reserva) e de racionamentos de carga, minimizando o custo total de operação. Em [24, 25] os autores estão preocupados em eliminar as sobrecargas, estabelecendo estratégias de operação, dando maior ênfase à segurança do sistema.

Neste trabalho adotou-se a mesma filosofia utilizada por Dodu e Merlin [14], Dubost [12], Merlin [13], e Guimarães [47], onde o DGTR é dividido em dois sub-problemas:

- O Despacho de Segurança (DS) e
- O Despacho Econômico (DE)

Tratando com isso, de desenvolver uma ferramenta de análise versátil e que se adapte às necessidades do operador.

Estes sub-problemas são definidos logo após o tes

te de detecção de sobrecargas da Análise de Segurança em tempo real, através da sua função de Análise de Contingências, devendo conduzir à opção pela solução de um ou de outro, dependendo dos resultados obtidos do teste com respeito ao estado de operação do sistema, que pode ser:

- Normal-Seguro: Se a análise de uma lista de contingências pré-selecionadas não conduzir a nenhuma sobrecarga potencial.

Neste estado pode-se recorrer ao Despacho Económico e verificar se existe possibilidade de reduzir o custo de operação através da repartição adequada da carga prevista entre os meios de produção, a partir do ponto básico de operação atual.

- Normal-Alerta (Inseguro): Se a análise das contingências pré-selecionadas conduzir a pelo menos uma sobrecarga potencial.

Neste estado recorre-se ao Despacho de Segurança, o qual deve fornecer ao operador ações de controle preventivo no sentido de reconduzir o sistema ao estado normal-seguro.

Neste Capítulo procura-se apresentar a formulação do problema do Despacho de Geração em Tempo Real (DGTR), chamando a atenção para a complexidade do mesmo e para as hipóteses adotadas, procurando-se justificar a linearização e a filosofia adotada para a solução dos problemas envolvidos.

2.3 - Formulação Geral do Problema do DGTR

O problema do DGTR na sua formulação mais geral envolve a minimização de uma função objetivo, geralmente não-linear, a qual é uma função das variáveis de estado e de controle do sistema em questão, observando simultaneamente um conjunto de restrições de igualdade e/ou desigualdade.

Matematicamente, o problema consiste em otimizar a função escalar $|8,27,40,46|$:

$$f(\underline{x}, \underline{u}) \quad \text{função objetivo} \quad (2.1)$$

sujeita a:

$$\underline{g}(\underline{x}, \underline{u}) = \underline{0} \quad \text{restrições de carga} \quad (2.2)$$

$$\underline{h}(\underline{x}, \underline{u}) \leq \underline{0} \quad \text{restrições de operação} \quad (2.3)$$

Onde:

f = função escalar.

$\underline{g}, \underline{h}$ = funções vetoriais.

\underline{x} = vetor das variáveis de estado ou dependentes.

\underline{u} = vetor das variáveis de controle ou independentes.

As restrições de igualdade ou de carga (2.2) representam o conjunto de equações do fluxo de carga que descrevem o desempenho da rede de transmissão, e as quais são expressões não-lineares responsáveis pelo balanço de carga do sistema.

O conjunto de restrições de desigualdade ou de operação (2.3) correspondem às limitações impostas sobre as diversas variáveis na operação dos sistemas de potência. Entre as restrições de operação estão os limites impostos às magnitudes das tensões nodais, aos fluxos de potência aparente nas linhas e transformadores, e às injeções de potência reativa nas barras de geração [8].

A este conjunto de restrições pode-se acrescentar as chamadas restrições de segurança [30,33,34], as quais são constituídas pelas restrições de carga e de operação, cuja definição está associada a um conjunto pré-estabelecido de contingências possíveis (as mais plausíveis) de linhas, transformadores, geradores e outros equipamentos. As restrições de segurança podem ser expressas da seguinte maneira:

$$\underline{s}(\underline{x}, \underline{u}) \leq \underline{0} \quad \text{restrições de segurança} \quad (2.4)$$

onde \underline{s} é uma função vetorial, que consiste de todas as restrições de carga e de operação para uma das contingências listadas.

A função objetivo (2.1) pode ser composta de parcelas que representam o custo total de produção (Despacho Econômico) [26,29,31,44] e pode ser expresso por:

$$f = \sum f_i(u_i) \quad (2.5)$$

onde f_i é a curva de custo do gerador i , bem como de parcelas que correspondem a desvios nas ações de controle praticadas na operação do sistema (Despacho de Segurança) [23,24], que podem ser reunidas assim:

$$f = \sum |\Delta u_i| \quad (2.6)$$

2.4 - Linearização do Problema do DGTR

Como apresentado no item anterior, o problema do DGTR é um problema de otimização bastante complexo, envolvendo não-linearidades [26,30,33]. Portanto, técnicas de otimização não-lineares são necessários para a solução do problema. No entanto, os algoritmos de otimização não-lineares apresentam problemas, tais como, o tempo necessário para a obtenção da solução e dificuldades de convergência, devido principalmente às dimensões dos problemas e à sensibilidade destas técnicas à seleção de soluções de partida [16,28], fazendo com que se torne difícil a aplicação dos mesmos na operação dos sistemas elétricos em tempo real.

Em contrapartida às técnicas não-lineares, existem algoritmos de otimização que permitem obter soluções rápidas e confiáveis [15,18,38] quando a função objetivo e as restrições a ela associadas são lineares ou linearizadas.

As hipóteses e aproximações necessárias para transformar o problema não-linear do DGTR num problema linear são tratadas a seguir.

2.4.1 - Equações da Rede

O fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão é aproximadamente proporcional à abertura angular na li

nha e se desloca no sentido dos ângulos maiores para os ângulos menores [8]. A relação entre os fluxos de potência ativa e as aberturas angulares é do mesmo tipo da existente entre os fluxos de corrente e as quedas de tensão em um circuito de corrente contínua, para a qual é válida a Lei de Ohm. Esta propriedade possibilita o desenvolvimento de um modelo aproximado, chamado de "modelo CC" ou de "fluxo de carga CC" [8], o qual permite estimar, com precisão aceitável para muitas aplicações, a distribuição dos fluxos de potência ativa em uma rede de transmissão.

O fluxo de carga CC é baseado no acoplamento entre a potência ativa (P) e o ângulo (θ), e apresenta resultados tanto melhores quanto mais elevado o nível de tensão.

A injeção de potência complexa pode ser expressa como:

$$P_i + j Q_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \quad (2.7)$$

onde:

P_i = injeção de potência ativa na barra i.

Q_i = injeção de potência reativa na barra i.

\bar{V}_i = tensão complexa na barra i.

\bar{I}_i^* = injeção de corrente complexa conjugada na barra i.

Expressando a equação (2.7) em termos da parte real e imaginária da matriz de admitância, tem-se:

$$P_i + j Q_i = V_i (\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \left\{ \sum_{k \in \Omega_i} V_k [(G_{ik} \cos \theta_k - B_{ik} \sin \theta_k) - j (B_{ik} \cos \theta_k + G_{ik} \sin \theta_k)] \right\} \quad (2.8)$$

sendo que:

$$Y = G + j B \quad (2.9)$$

onde:

$k = 1, \dots, NB$, sendo NB o número de barras da rede.

Ω_i = conjunto das barras vizinhas à barra i , incluindo-se a própria barra i .

V_i, V_k = módulos das tensões das barras i e k .

θ_i, θ_k = ângulos das tensões das barras i e k .

Y = matriz de admitância nodal.

G = matriz de condutância.

B = matriz de susceptância.

Multiplicando e reordenando os termos em (2.8), tem-

se:

$$\begin{aligned}
 P_i + j Q_i = V_i \sum_{k \in \Omega_i} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) + \\
 + j V_i \sum_{k \in \Omega_i} V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik})
 \end{aligned} \quad (2.10)$$

sendo que:

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k \quad (2.11)$$

Agora, é necessário fazer certas considerações para que a equação (2.10) possa ser linearizada. Estas considerações ou aproximações são [8,35]:

- A potência reativa não é levada em consideração.
- Os módulos das tensões nodais são assumidas iguais à unidade ($V_i, V_k \approx 1,0$ p.u. - $i, k = 1, \dots, NB$).
- Abertura angular pequena nos ramos do sistema.

$$\cos \theta_{ik} \approx 1,0$$

$$\sin \theta_{ik} \approx \theta_{ik}$$

- As resistências das linhas são ignoradas ($x_{ik} \gg r_{ik}$), de maneira que as perdas do sistema são desprezadas.
- Os elementos paralelos ("shunt") no sistema são ignorados.

A equação (2.10) é então simplificada e pode tomar a seguinte forma:

$$P_i = - \sum_{k \in \Omega_i} B_{ik} \theta_{ik} \quad (2.12)$$

ou na forma matricial:

$$\underline{P} = - B' \underline{\theta} \quad (2.13)$$

ou ainda:

$$\underline{P} = B \underline{\theta} \quad (2.14)$$

Onde:

\underline{P} = vetor das injeções líquidas de potência ativa.

$\underline{\theta}$ = vetor dos ângulos das tensões nodais.

B = matriz de susceptâncias nodais, cujos elementos são:

$$B_{ik} = - x_{ik}^{-1} \quad (2.15)$$

$$B_{ii} = \sum_{k \in \Omega_i} x_{ik}^{-1} \quad (2.16)$$

Onde:

x_{ik} = reatância série do ramo ik .

A matriz B da equação (2.14) é singular, pois, como as perdas de transmissão foram desprezadas, a soma dos com

ponentes de \underline{P} é nula. Ou seja, a injeção de potência em uma barra qualquer pode ser obtida a partir da soma algébrica das demais. Para resolver este problema, elimina-se uma das equações do sistema de equações (2.14) e adota-se a barra correspondente como referência angular ($\theta_{ref.} = 0$).

A formação da matriz B , pode ser feita com o auxílio da seguinte expressão [47]:

$$B = A^t \gamma A \quad (2.17)$$

onde:

A = matriz de incidência dos ramos nos nós da rede, excluindo o nó de referência (dimensão $NL \times (NB - 1)$).

γ = matriz diagonal cujos elementos são as susceptâncias primitivas dos ramos (dimensão NL).

NL = número de ramos da rede.

Os fluxos de potência ativa nos ramos da rede são dados pelas seguintes expressões [8]:

$$P_{ik} = V_i^2 g_{ik} - V_i V_k g_{ik} \cos \theta_{ik} - V_i V_k b_{ik} \sin \theta_{ik} \quad (2.18)$$

$$P_{ki} = V_k^2 g_{ik} - V_i V_k g_{ik} \cos \theta_{ik} + V_i V_k b_{ik} \sin \theta_{ik} \quad (2.19)$$

sendo que:

$$g_{ik} = \frac{r_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} \quad (2.20)$$

e

$$b_{ik} = \frac{-x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} \quad (2.21)$$

onde:

g_{ik} = condutância série do ramo ik .

b_{ik} = susceptância série do ramo ik .

r_{ik} = resistência série do ramo ik .

x_{ik} = reatância série do ramo ik .

Considerando as mesmas aproximações referidas anteriormente pode-se chegar à seguinte expressão:

$$P_{ik} = x_{ik}^{-1} \theta_{ik} \quad (2.22)$$

sendo que:

$$P_{ik} = - P_{ki} \quad (2.23)$$

Colocando a equação (2.22) na forma matricial, tem-se:

$$\underline{T} = \gamma \underline{\psi} \quad (2.24)$$

Onde:

\underline{T} = vetor dos trânsitos de potência ativa nos ramos.

$\underline{\psi}$ = vetor das aberturas angulares dos ramos da rede.

γ = matriz diagonal, definida anteriormente.

As aberturas angulares podem ser definidas a partir dos ângulos das tensões nodais e com o auxílio da matriz de incidência como:

$$\underline{T} = \gamma A \underline{\theta} \quad (2.25)$$

Da equação (2.14) obtêm-se:

$$\underline{\theta} = B^{-1} \underline{P} \quad (2.26)$$

Portanto:

$$\underline{T} = \gamma AB^{-1} \underline{P} \quad (2.27)$$

Obtendo-se assim, a equação linearizada dos trânsitos de potência ativa nos ramos da rede:

$$\underline{T} = S \underline{P} \quad (2.28)$$

sendo que:

$$S = \gamma AB^{-1} \quad (2.29)$$

Onde:

S = matriz que relaciona as injeções de potência ativa nos nós com os trânsitos de potência ativa nos ramos (dimensão $NL \times (NB - 1)$).

Até agora não foram consideradas as perdas de potência ativa nos ramos da rede. Isto pode ser feito através de um artifício matemático [8].

Considere-se a expressão da injeção de potência ativa numa barra da rede:

$$P_i = V_i \sum_{k \in \Omega_i} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2.30)$$

Aproximando os módulos das tensões nodais para 1,0 p.u., obtém-se:

$$P_i = G_{ii} + \sum_{k \in \Omega_k} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2.31)$$

Onde:

Ω_k = conjunto das barras vizinhas à barra i, excluindo a própria barra i.

Considerando também que:

$$G_{ik} = -g_{ik} \quad (2.32)$$

$$G_{ii} = \sum_{k \in \Omega_k} g_{ik} \quad (2.33)$$

$$B_{ik} \approx -x_{ik}^{-1} \quad (2.34)$$

Obtém-se:

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_k} (1 - \cos \theta_{ik}) g_{ik} - \sum_{k \in \Omega_k} x_{ik}^{-1} \sin \theta_{ik} \quad (2.35)$$

Aproximando-se $|8|$:

$$\sin \theta_{ik} \approx \theta_{ik} \quad (2.36)$$

$$\cos \theta_{ik} \approx 1 - \frac{\theta_{ik}^2}{2} \quad (2.37)$$

Obtém-se finalmente:

$$P_i - 1/2 \sum_{k \in \Omega_i} g_{ik} \theta_{ik}^2 = - \sum_{k \in \Omega_i} x_{ik}^{-1} \theta_{ik} \quad (2.38)$$

Onde:

$$\text{Perdas}_{ik} = g_{ik} \theta_{ik}^2 \quad (2.39)$$

O efeito das perdas pode ser representado aproximadamente como cargas adicionais, obtidas dividindo-se as perdas de cada linha do sistema entre suas barras terminais (meta de para cada lado). Desta forma o modelo CC passa a assumir a seguinte forma:

$$\underline{P} + \underline{P}_{\text{perdas}} = B\underline{\theta} \quad (2.40)$$

ou melhor:

$$\underline{P}' = B\underline{\theta} \quad (2.41)$$

Onde:

\underline{P}' = vetor das injeções de potência ativa nos nós considerando as perdas.

$\underline{\theta}'$ = vetor dos ângulos de base das tensões nodais considerando as perdas.

$\underline{P}^{\text{perdas}}$ = vetor das perdas adicionadas a cada barra.

Da equação (2.41) obtêm-se o valor do vetor $\underline{\theta}'$.

Portanto, pode-se chegar a uma equação similar à equação (2.28),

$$\underline{T}' = S \underline{P}' \quad (2.42)$$

a qual, representa a expressão linearizada dos trânsitos de potência ativa nos ramos com a inclusão das perdas do sistema.

2.4.2 - Equação do Balanço de Potência Ativa

A restrição de igualdade ou de carga (2.2) é a restrição responsável pelo balanço de potência de um sistema e pode ser expressa da seguinte maneira [31,45]:

$$\sum_{i=1}^{NB} PG_i - \sum_{i=1}^{NB} PC_i = PD \quad (2.43)$$

Onde:

PG_i = potência ativa gerada na barra i.

PC_i = potência ativa consumida na barra i.

PD = perdas ativas totais de transmissão.

NB = número total de barra do sistema.

A presença das perdas de potência ativa de transmissão na expressão (2.43) passa a torná-la uma expressão não-linear, pois estas variam dependendo do estado de operação. Portanto, faz-se necessário obter uma equação linearizada que expresse as perdas do sistema.

Seja a expressão matricial que define as variações de injeção de potência ativa nas barras [24,25,41,42]:

$$\underline{\Delta P} = J \underline{\Delta \theta} \quad (2.44)$$

sendo que:

$$\underline{\Delta P} = \underline{P}(\underline{\theta}) - \underline{P}(\underline{\theta}^0) \quad (2.45)$$

$$\underline{\Delta \theta} = \underline{\theta} - \underline{\theta}^0 \quad (2.46)$$

Onde:

$\underline{\Delta P}$ = vetor dos desvios das injeções de ativos em relação ao caso base.

$\underline{\Delta \theta}$ = vetor dos desvios dos ângulos das barras em relação aos ângulos do caso base.

J = matriz jacobiana, cujos elementos são as derivadas parciais das injeções de potência ativa das barras em relação aos ângulos de fase das tensões de barra.

$$J_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} \quad (\text{dimensão NB} \times \text{NB}).$$

A expressão (2.44) representa as relações linearizadas entre as variações angulares de tensão das barras, $\Delta\theta$, e as variações nas injeções de potência ativa, sendo válidas somente para pequenas excursões destas variáveis.

A matriz jacobiana é uma matriz quadrada singular, pois a soma dos elementos de uma linha qualquer é nula. Isto é:

$$\sum_{k \in \text{NB}} J_{ik} = \sum_{k \in \text{NB}} (\partial P_i / \partial \theta_k) = 0 \quad (2.47)$$

Portanto, as colunas e as linhas de J são linearmente dependentes (LD). Então, deve existir uma combinação linear de coeficientes não todos nulos, entre as linhas de J. Isto é:

$$\sum_{i \in \text{NB}} \lambda_i J_{ik} = \sum_{i \in \text{NB}} \lambda_i (\partial P_i / \partial \theta_k) = 0 \quad (2.48)$$

ou em forma matricial:

$$J^t \underline{\lambda} = \underline{0} \quad (2.49)$$

Onde:

$\underline{\lambda}$ = vetor dos coeficientes não todos nulos (dimensão NB).

Agora deve-se tornar J não-singular. Isto se faz eliminando uma linha e uma coluna de J (normalmente escolhe-se aquelas associadas à barra de referência), ficando a equação (2.49) reduzida à seguinte expressão:

$$H^t \underline{\lambda}' = \underline{\rho} \quad (2.50)$$

Onde:

H^t = matriz obtida eliminando uma linha e uma coluna da matriz jacobiana (dimensão $(NB - 1) \times (NB - 1)$).

$\underline{\lambda}'$ = vetor das perdas diferenciais de potência ativa das barras, excluindo a barra de referência.

$\underline{\rho}$ = vetor cujos elementos são obtidos pelo produto do $\underline{\lambda}$ da barra de referência pelas derivadas da potência da barra de referência em relação aos ângulos das tensões das outras barras.

Retornando à equação (2.44), obtendo-se a transposta de ambos os lados e multiplicando por $\underline{\lambda}$ tem-se:

$$\underline{\Delta P}^t \underline{\lambda} = \underline{\Delta \theta}^t J^t \underline{\lambda} \quad (2.51)$$

mas, segundo (2.49) $J^t \underline{\lambda} = \underline{0}$. Então:

$$\underline{\Delta P}^t \underline{\lambda} = \underline{0} \quad (2.52)$$

ou

$$(\underline{P} - \underline{P}^0)^t \underline{\lambda} = \underline{0} \quad (2.53)$$

e na forma algébrica:

$$\sum_{i \in NB} \lambda_i (P_i - P_i^0) = 0 \quad (2.54)$$

Desenvolvendo esta expressão, chega-se finalmente à expressão do balanço de carga linearizada:

$$\sum_{i \in NB} \lambda_i (PG_i - PC_i) = \sum_{i \in NB} \lambda_i (PG_i^O - PC_i^O) \quad (2.55)$$

onde os coeficientes λ_i representam os fatores de participação das barras na composição das perdas totais do sistema.

A expressão (2.55) atua no sentido de manter a mesma configuração de potência ativa antes e depois de qualquer perturbação, e é válida para pequenas variações em torno do ponto de operação $(PG_i^O - PC_i^O)$ em estudo.

2.4.3 - Custo de Produção das Unidades Geradoras

O objetivo da otimização da operação de um sistema hidrotérmico de maneira geral, é a minimização do custo total de produção através da minimização da participação térmica na produção da energia elétrica, o que significa em consequência a minimização do dispêndio de combustíveis.

A mínima participação das unidades térmicas ocorre quando, satisfeitos os requisitos do consumo, se tiver a máxima participação das hidroelétricas na produção da energia global requerida. Isto equivale a dizer que o estoque de energia das hidroelétricas deve ser utilizado ao máximo, sendo o valor deste estoque medido pelo custo da energia térmica que ele será capaz de deslocar.

A seguir apresentam-se de maneira sucinta as características dos custos de produção das unidades térmicas e hi

dráulicas.

2.4.3.1 - Unidades Termoelétricas

Devido ao tipo de ciclo térmico, tipo de combustível, tamanho, localização, etc., das usinas termoelétricas, existem custos de produção os mais variados dentro do parque térmico de um sistema de potência. Estes custos são funções não-lineares da produção da usina [26,30,31].

Para determinar a característica de custo das unidades térmicas deve-se primeiramente estabelecer a característica de consumo de combustível versus produção líquida. Isto é feito experimentalmente, mantendo a geração num valor fixo determinado e medindo o consumo de combustível por hora, correspondente a essa geração, obtendo-se assim uma série de pontos que permitem obter a curva consumo-produção.

Como o custo do combustível pode ser distinto para as diversas unidades, dependendo do tipo de combustível que é consumido e da localização, é necessário, para realizar os estudos de despacho econômico de carga, multiplicar o consumo de combustível pelo custo correspondente. Desta forma obtém-se, a partir da característica de consumo-produção, a característica de custo de produção.

Seja a característica típica de custo de produção de uma unidade termoelétrica expressa da seguinte forma [39]:

$$f_i(PG_i) = a_i PG_i^2 + b_i PG_i + c_i \quad (2.56)$$

onde a_i , b_i e c_i são os coeficientes da característica de custo

da unidade geradora i .

Esta característica pode ser linearizada em torno de um ponto de operação (caso base) como é mostrado na Figura 2.1. Isto pode ser feito tomando a derivada primeira da função de custo, obtendo-se a função da característica de custo incremental de produção.

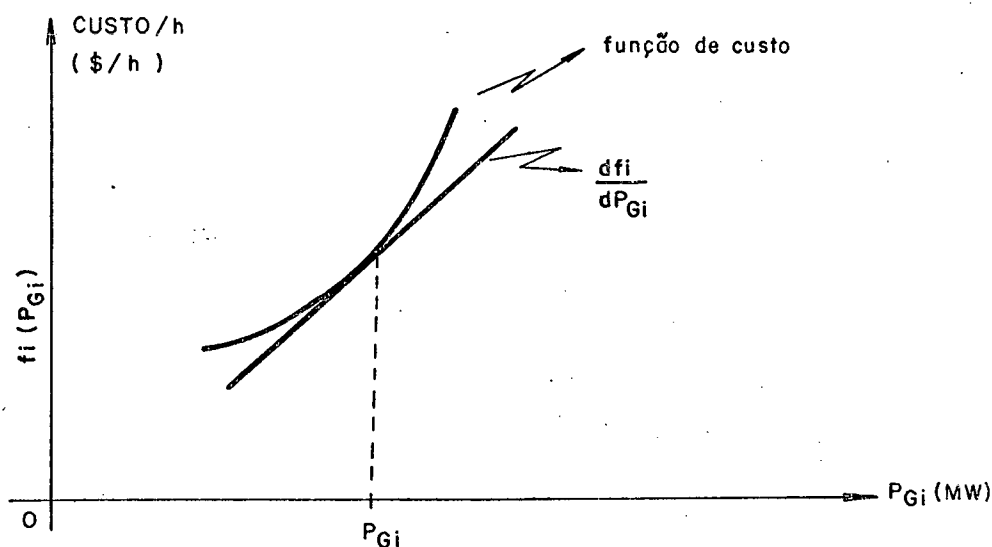


Figura 2.1 - Característica de Custo de Geração.

Desta maneira, o custo incremental para cada nível de operação pode ser aproximado por valores constantes em torno de cada ponto de operação, como mostrado na Figura 2.2. Isto é:

$$\left. \frac{df_i}{dPG_i} \right|_{PG_i = PG_i^O} = f'(PG_i^O) = 2 a_i PG_i^O + b_i \quad (2.57)$$

Os custos incrementais são considerados válidos para pequenas variações em torno do ponto de operação em estudo. Isto é, se o ponto de operação muda do ponto "0" para o ponto "1", como mostra a Figura 2.2, a solução obtida não é válida.

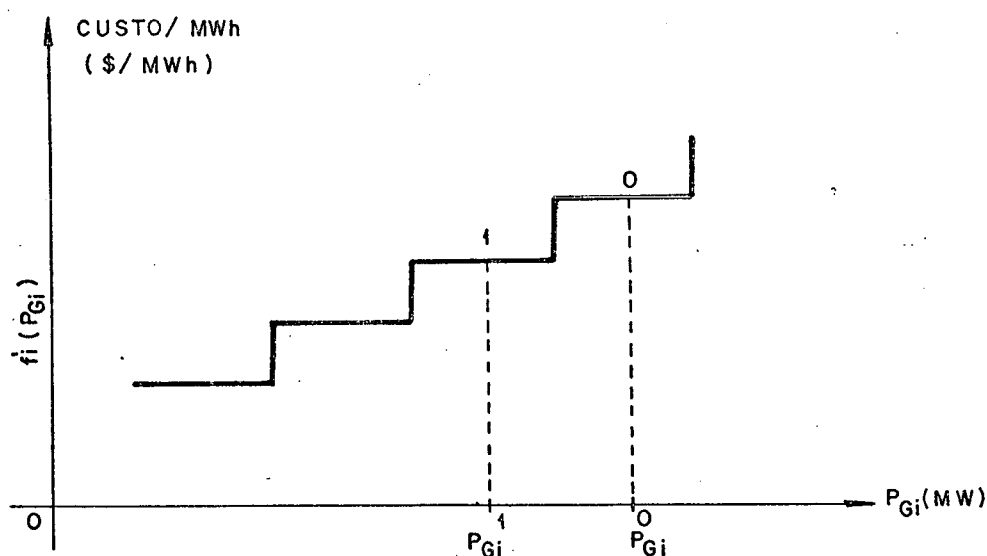


Figura 2.2 - Característica de Custo Incremental de Geração.

2.4.3.2 - Unidades Hidroelétricas

A capacidade das usinas hidroelétricas de armazenar energia na forma de água nos reservatórios, faz com que a operação de um sistema de potência seja um problema bastante complexo, já que isto cria um impasse entre uma decisão operativa e uma futura consequência desta decisão. Em outras palavras, se o estoque de água (energia hidroelétrica) é reduzido e as afluen

cias dos reservatórios diminui, pode ser que no futuro seja necessário realizar racionamentos de carga e/ou aumentar a produção de energia térmica, aumentando assim o custo de produção. Se ao contrário, os níveis dos reservatórios são mantidos altos mediante a maior utilização das unidades térmicas e as afluições dos reservatórios são grandes, poderá haver derramamento de água dos reservatórios, o que significa desperdício de energia e, conseqüentemente, maiores custos de operação no futuro.

O planejamento da operação de um sistema hidrotérmico trata de resolver este problema determinando o plano de geração necessário para atender a demanda de energia do mercado consumidor a cada intervalo de um período considerado, com certo grau de garantia e a um custo mínimo de operação, respeitando as restrições e limites dos equipamentos e dos sistemas componentes.

A complexidade de problema do planejamento da operação de um sistema faz com que não seja possível representá-lo por um único modelo, e sim por uma seqüência de modelos, com diferentes horizontes de planejamento e graus de detalhes. Na Figura 2.3 apresenta-se uma possível representação do problema [48], o qual consiste de 5 sub-problemas de planejamento.

As decisões do primeiro nível, correspondem às estratégias de operação a longo prazo. É neste nível que se determina a proporção total de geração térmica e hidráulica de um sistema [49], dentro do horizonte de planejamento (tipicamente de 2 a 5 anos).

No segundo nível trata-se de determinar a geração para cada unidade hidro. Para isto, estabelecem-se políticas de maneira tal que se possa produzir a energia hidroelétrica

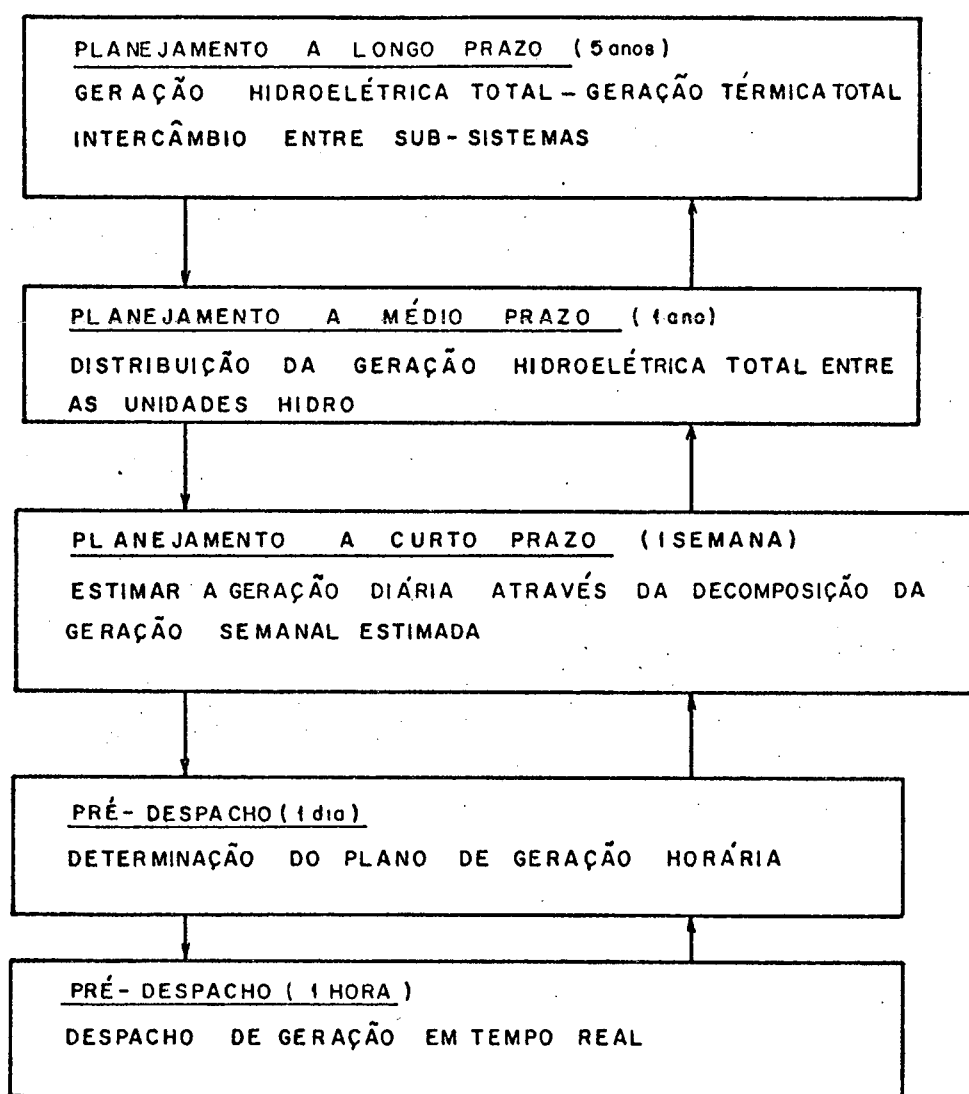


Figura 2.3 - Representação Esquemática do Planejamento da Operação.

ca total decidida no nível anterior e ao mesmo tempo minimizar as perdas de energia armazenada no sistema (derramamento de água). Neste nível os custos das unidades térmicas são consideradados.

O objetivo do terceiro nível é determinar a geração diária através da decomposição da geração semanal, levando em consideração os efeitos a curto prazo do sistema, tais como, controle de enchentes e as restrições de segurança.

O pré-despacho estabelece o plano de geração horária para cada unidade de produção levando em conta as restrições operacionais. Pode ser considerado como uma ligação entre o planejamento da operação e o despacho de geração propriamente dito.

O objetivo do último nível é determinar um plano de geração instantâneo, levando em consideração restrições tais como os limites de tensão nas barras da rede, os fluxos máximos nas linhas, etc.

Portanto, o cálculo dos custos de produção das unidades hidroelétricas começa a ser delineado a partir do planejamento anual da operação, que trata de determinar, com ênfase na segurança de suprimento, as energias disponíveis para a geração hidráulica. Posteriormente, segue-se com o planejamento semanal, o qual estabelece o plano de marcha das diversas unidades (térmicas e hidráulicas), levando em consideração as restrições de produção das unidades e as restrições de armazenamento das hidroelétricas.

Finalmente, os custos associados às unidades hidroelétricas são calculados com maior aproximação, através do pré-despacho, onde as informações sobre as afluências do reservatorios, sobre as demandas e sobre as disponibilidades de energia

hidroelétrica e dos grupos de geração, estão mais atualizadas.

Como se pode notar, os custos de produção das unidades hidroelétricas são de obtenção mais elaborada do que os custos das unidades térmicas, já que estão associados ao valor da água, o qual é determinado em associação com a esperança matemática das afluições dos reservatórios, a expectativa futura da utilização da água armazenada até o instante considerado, o fator de re-utilização desta água a jusante e o custo de produção térmica evitada hora a hora.

2.5 - Formulação Matemática do Despacho de Segurança

A configuração de um sistema de potência está sujeita a freqüentes mudanças devido a contingências em linhas de transmissão e/ou em unidades geradoras. Isto pode levar o sistema a um novo estado de operação onde um ou mais elementos do sistema estejam sobrecarregados. Tais sobrecargas podem ser eliminadas através de [22,23]:

- Reprogramação do plano de produção das diversas unidades geradoras e/ou
- Racionamento ou alívio de carga.

A filosofia do Despacho de Segurança (DS) adotada neste trabalho visa eliminar as sobrecargas potenciais que resultem da Análise de Contingências, fornecendo ao operador ações de controle preventivo no sentido de reconduzir o sistema ao estado normal-seguro. Isto é, o DGTR, de posse da lista de so

brecargas potenciais fornecida pela Análise de Contingências, recorre ao Despacho de Segurança, que tratará de melhorar a segurança do sistema através de dois modos de atuação:

- Reprogramação do plano de produção das unidades geradoras, minimizando os desvios em torno do caso base.
- Racionamento ou alívio de cargas referidas como "inerruptíveis", minimizando os déficits de potência ativa destas cargas.

As cargas interruptíveis são definidas em [47] como sendo aquelas cujas condições contratuais de atendimento permitem sua diminuição ou suspensão, a critério do concessionário de energia.

Estes dois objetivos ou maneiras de atuação do DS poderão constituir a sua função objetivo, que de modo geral pode ser formulada da seguinte maneira [23]:

$$z = f(\Delta PG_i) + \psi(\Delta PC_i) \quad (2.58)$$

Onde:

z = função objetivo a ser minimizada.

ΔPG_i = desvio de geração de potência ativa na barra i em torno do caso base.

ΔPC_i = desvio de demanda de potência ativa na barra i em torno do caso base.

De acordo com a filosofia adotada neste trabalho, a função objetivo (2.58) é formulada assim:

$$z = \sum_{i=1}^{NG} |PG_i - PG_i^O| + \sum_{j=1}^{NC} \alpha_j (PC_j^O - PC_j) \quad (2.59)$$

Onde:

z = função objetivo a ser minimizada (escalar).

PG_i^O = potência ativa gerada na barra de geração i no caso base.

PG_i = potência ativa a ser gerada na barra de geração i após o despacho.

PC_j^O = potência ativa consumida na barra de carga j para o caso base.

PC_j = potência ativa a ser consumida na barra de carga j após o despacho.

α_j = fator de penalidade associado ao termo responsável pelo racionamento da barra de carga j .

NG = número de barras de geração.

NC = número de barras de carga.

Para forçar o programa de otimização a atuar nos termos de racionamento ou de alívio de carga somente quando são esgotadas as possibilidades da reprogramação da geração, pode-se introduzir um fator de penalização [12]. Este fator pode ser estabelecido como sendo inicialmente um valor suficientemente

grande de tal maneira que o próprio programa do DS pode ser en carregado de tornar as opções de alívio de cargas ativas numa segunda alternativa |23|.

As restrições que complementam o problema do DS são:

a) Restrição referente à conservação da distribuição das perdas do sistema.

$$\sum_{i=1}^N \lambda_i (PG_i - PC_i) = \sum_{i=1}^N \lambda_i (PG_i^O - PC_i^O) \quad (2.60)$$

Onde:

λ_i = perda diferencial de potência ativa associada à barra i.

N = número total de barras do sistema.

Esta igualdade representa o balanço de perdas do sistema e significa que as perdas diferenciais de potência ativa em todas as barras da rede se mantêm invariáveis durante o intervalo do despacho, em torno do caso base.

b) Restrições referentes aos limites de produção de potência ativa.

$$\underline{PG}^{\min} \leq \underline{PG} \leq \underline{PG}^{\max} \quad (2.61)$$

onde \underline{PG}^{\min} e \underline{PG}^{\max} são as variações possíveis de PG, e cor

respondem às limitações físicas dos equipamentos de produção. São funções da taxa de tomada de carga (TTC), da taxa de perda de carga (TPC) e da própria capacidade nominal (máxima e mínima) destes equipamentos.

Estas restrições representam as limitações devido à capacidade de resposta dos diversos geradores. Isto é, na operação em tempo real, a quantidade de geração que uma unidade geradora pode assumir ou perder num certo intervalo de tempo, é limitada pela resposta da máquina (taxa de tomada de carga e taxa de perda de carga).

A taxa de tomada de carga de uma unidade geradora é a razão do acréscimo de produção da unidade, para um determinado intervalo de tempo.

A taxa de perda de carga é a razão de decréscimo de produção da unidade geradora num mesmo intervalo de tempo. Normalmente ela é maior que a TTC, mas em geral se supõe que são iguais.

Estas características das unidades de produção, de qualquer natureza, são importantíssimas, pois mostram a rapidez de resposta que se pode esperar dos equipamentos de produção frente a variações na demanda. Isto é, definem como cada unidade pode ser usada na modulação da demanda e permitem definir a margem de regulação e a reserva girante.

As unidades hidroelétricas em princípio poderiam assumir qualquer carga instantaneamente, se comparadas com as taxas de tomada de carga das unidades térmicas. Entretanto, por razões que resultam das repercussões a jusante do rio, limita-se a velocidade de carga destas unidades para limitar a onda de cheia a jusante, que além de provocar possíveis acidentes com em

barcações, pessoas, etc., podem causar prejuízos por interferências, erosões, impactos em margens e obras à jusante do aproveitamento.

Por outro lado deve-se considerar que esta taxa de tomada de carga das hidroelétricas em geral é muito grande, mas não infinita, pois existem consequências adicionais resultantes do aumento ou diminuição da produção, que afetam a regulação da velocidade, tais como, o estatismo transitório devido à inércia da massa de água, a inércia do conjunto turbina-gerador, etc.

Os limites de produção de potência ativa são definidos em [37] da seguinte maneira:

$$\underline{PG}^{\max} \leq \underline{CAP}^{\max} \quad (2.62)$$

$$\underline{PG}^{\max} \leq \underline{PG}^0 + \underline{RR}^{\max} \quad (2.63)$$

$$\underline{PG}^{\min} \leq \underline{CAP}^{\min} \quad (2.64)$$

$$\underline{PG}^{\min} \leq \underline{PG}^0 - \underline{RR}^{\min} \quad (2.65)$$

Onde:

\underline{CAP}^{\max} = vetor das capacidades máximas nominais de produção.

\underline{CAP}^{\min} = vetor das capacidades mínima nominais de produção.

\underline{RR}^{\max} = vetor das capacidades máximas de produção devido às margens de regulação.

\underline{RR}^{\min} = vetor das capacidades mínimas de produção devido às margens de regulação.

sendo que:

$$\underline{RR}^{\max} = \underline{TTC} \times \Delta t \quad (2.66)$$

$$\underline{RR}^{\min} = \underline{TPC} \times \Delta t \quad (2.67)$$

Onde:

\underline{TTC} = vetor das taxas de tomada de carga.

\underline{TPC} = vetor das taxas de perda de carga.

Δt = intervalo de tempo durante o qual as restrições de trânsito são toleráveis, ou tempo disponível para que as modificações sugeridas nas produções dos grupos geradores sejam implementadas.

c) Restrições referentes aos limites de racionamento de carga.

$$\underline{PC}^{\text{RAC}} \leq \underline{PC} \leq \underline{PC}^0 \quad (2.68)$$

Onde:

$\underline{PC}^{\text{RAC}}$ = vetor das cargas de potência ativa não interruptíveis.

O racionamento, ou alívio de carga, o qual é função do fator de racionamento (β) para cada barra de carga estabelecido pelos contratos, deve ser realizado, sempre que pos

sível, nas barras constituídas de cargas interruptíveis, podendo ser expresso por:

$$\underline{PC}^{RAC} = (1 - \underline{\beta}) \underline{PC}^O \quad (2.69)$$

O objetivo do fator de racionamento é indicar o quanto de racionamento estará disponível naquela barra.

Deve-se ressaltar que as sobrecargas que se pretende eliminar são potenciais, isto é, não existem efetivamente. Portanto, as decisões de controle baseadas nos resultados fornecidos pelo DS são difíceis de tomar, sobretudo quando trata de racionar, ficando a critério do operador a implementação ou não destas ações.

d) Restrições referentes aos limites de trânsito de ativo nas linhas.

$$\underline{T}^{\min} \leq \underline{T} \leq \underline{T}^{\max} \quad (2.70)$$

$$\underline{T} = S (\underline{PG} - \underline{PC}) \quad (2.71)$$

Onde:

\underline{T} = vetor dos trânsitos de potência ativa nos ramos.

\underline{T}^{\min} = vetor dos limites mínimos de trânsito de potência ativa nos ramos.

\underline{T}^{\max} = vetor dos limites máximos de trânsito de potência ativa nos ramos.

S = matriz que relaciona as injeções de potência ativa com os fluxos nos ramos (dimensão $(NL \times (NB - 1))$).

Estas restrições têm a finalidade de garantir que a solução do DS satisfaça os limites de trânsito sobre os diversos elementos da rede.

Comentários sobre a Função Objetivo

A função objetivo que se quer minimizar (2.59) é a variação de potência ativa dos grupos geradores em torno do caso base e os racionamentos de potência ativa nas demandas.

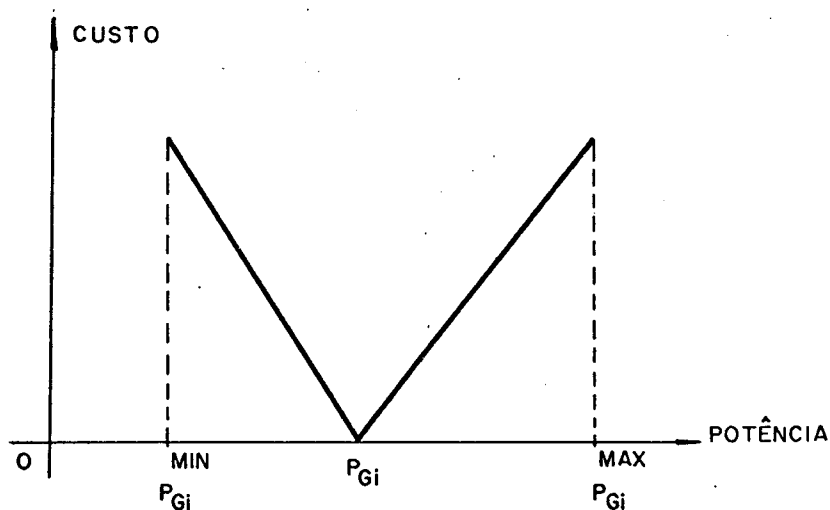


Figura 2.3 - Representação das Unidades Geradoras para a função objetivo do DS.

A quantidade $|PG_i^0 - PG_i|$ é uma função cuja derivada 1ª é descontínua [16], como mostrada na Figura 2.3, e pode ser representada por duas funções lineares. Desta maneira, a função objetivo fica re

definida assim:

$$z = \sum_{i=1}^{NG} (PG_i^+ - PG_i^O) - (PG_i^- - PG_i^O) + \sum_{j=1}^{NC} \alpha_j (PC_j^O - PC_j) \quad (2.72)$$

ou melhor:

$$z = \sum_{i=1}^{NG} (PG_i^+ - PG_i^-) + \sum_{j=1}^{NC} \alpha_j (PC_j^O - PC_j) \quad (2.73)$$

Onde:

$$\underline{PG} = \underline{PG}^O + \underline{PG}^+ - \underline{PG}^- \quad (2.74)$$

$$\underline{PG}^{\min} \leq \underline{PG}^- \leq \underline{PG}^O \quad (2.75)$$

$$\underline{PG}^O \leq \underline{PG}^+ \leq \underline{PG}^{\max} \quad (2.76)$$

Portanto é necessário substituir cada unidade geradora por duas unidades equivalentes. No caso em que algum gerador esteja inicialmente (caso base) operando num dos seus limites nominais de produção, somente uma unidade equivalente é necessária. Isto é, se estiver no seu limite inferior somente poderá aumentar a sua produção, e se estiver no seu limite superior somente poderá diminuí-la.

Assim sendo, o problema do DS pode ser redefinido da seguinte maneira:

$$\min. z = \sum_{i=1}^{NG} (PG_i^+ - PG_i^-) + \sum_{j=1}^{NC} \alpha_j (PC_j^O - PC_j) \quad (2.77)$$

a) Restrição referente à conservação da distribuição das perdas do sistema.

$$\sum_{i=1}^N \lambda_i (PG_i^+ - PG_i^- - PC_i) = - \sum_{i=1}^N \lambda_i PC_i^O \quad (2.78)$$

b) Restrições referentes aos limites de produção de potência ativa.

$$\underline{PG}^{\min} \leq \underline{PG}^- \leq \underline{PG}^O \quad (2.79)$$

$$\underline{PG}^O \leq \underline{PG}^+ \leq \underline{PG}^{\max} \quad (2.80)$$

Onde: $\underline{PG} = \underline{PG}^O + \underline{PG}^+ - \underline{PG}^- \quad (2.81)$

c) Restrições referentes aos limites de racio-
namento de carga.

$$\underline{PC}^{\text{RAC}} \leq \underline{PC} \leq \underline{PC}^O \quad (2.82)$$

d) Restrições referentes aos limites de trânsito de ativo nas linhas.

$$\underline{T}^{\min} \leq \underline{T} \leq \underline{T}^{\max} \quad (2.83)$$

$$\underline{T} = S (\underline{PG}^O + \underline{PG}^+ - \underline{PG}^- - \underline{PC}) \quad (2.84)$$

2.6 - Formulação Matemática do Despacho Econômico

O Despacho Econômico (DE), de modo geral, tem a finalidade de distribuir a demanda entre as diversas unidades geradoras, de maneira tal que o custo total de produção seja o mínimo.

O DE tem sido um assunto bastante estudado pelos engenheiros de sistemas de potência e existem muitos trabalhos publicados a este respeito [15 - 18, 33, dentre outros].

O Despacho Econômico, segundo a filosofia adotada neste trabalho, procura minimizar o custo total de produção na ausência de sobrecargas efetivas ou de sobrecargas potenciais detetadas na Análise de Segurança.

O DE ou "Despacho Ótimo" [19,20], é um problema de otimização do custo total de produção. Portanto, a função objetivo é agora uma combinação linear dos custos de produção:

$$z = \underline{b}^t \underline{PG} \quad (2.85)$$

Onde:

\underline{b}^t = vetor transposto dos custos marginais de produção.

Os custos \underline{b} são previamente determinados através do pré-despacho diário das diversas unidade de produção, sejam elas térmicas ou hidráulicas. No caso dos grupos térmicos \underline{b} é diretamente o custo diferencial de produção linearizado em torno do caso base (\underline{PG}^0). Já quando se trata de grupos hidráulicos os custos diferenciais de produção são de obtenção mais elaborada, pois estão associados ao valor da água, podendo-se ter \underline{b} como o custo marginal de substituição da água (ver itens 2.4.3.1

e 2.4.3.2).

As restrições associadas ao problema do DE são as seguintes:

a) Restrição referente à conservação da distribuição das perdas do sistema.

$$\sum_{i=1}^N \lambda_i (PG_i - PC_i) = \sum_{i=1}^N \lambda_i (PG_i^O - PC_i^O) \quad (2.86)$$

Supondo a invariância na potência consumida nas barras de carga, isto é, $PC_i = PC_i^O$, temos:

$$\sum_{i=1}^{NG} \lambda_i PG_i = \sum_{i=1}^{NG} \lambda_i PG_i^O \quad (2.87)$$

b) Restrições referentes aos limites de produção de potência ativa.

$$\underline{PG}^{\min} \leq \underline{PG} \leq \underline{PG}^{\max} \quad (2.88)$$

No DE não são consideradas as restrições de segurança, pois ele deve ser resolvido somente quando o sistema se encontrar no estado de operação normal-seguro.

2.7 - Conclusões

O DGTR clássico é um problema complexo de natureza não-linear, cuja linearização em torno de um ponto de opera

ção básica só tem validade se admitida a hipótese de que o ponto de operação resultante, ao final do intervalo de recorrência do estudo, se encontre bem próximo desse ponto básico.

Portanto, a formulação linearizada, aqui apresentada, pressupõe que esta hipótese é válida para o despacho em tempo real.

O Despacho de Segurança, realizado neste trabalho, consiste em resolver um problema de otimização, onde as variáveis são por um lado as produções e consumos em cada uma das barras da rede, e por outro lado, os trânsitos nas ligações, e o qual permite determinar um plano de produção que atenda os requisitos de segurança para eventos prospectivos em horizontes de operação muito próximos, com uma mínima variação nas produções e uma mínima recorrência às interrupções ou racionamentos na demanda.

Por outro lado, o Despacho Econômico é um problema de otimização do custo total de produção, no qual não são incluídas as restrições de segurança, pois trata-se de uma função do DGTR solicitada após constatar-se que o sistema se encontra no estado de operação normal-seguro.

CAPÍTULO III

TÉCNICAS UTILIZADAS NESTE TRABALHO NA SOLUÇÃO DO DGTR

3.1 - Introdução

As técnicas clássicas de otimização são conhecidas há mais de 150 anos [2]. Elas foram aplicadas com considerável sucesso na solução de muitos problemas. Nos últimos 10 a 15 anos [2], outros novos problemas e importantes de otimização surgiram, formando uma classe. Esses problemas são referenciados como "problemas de programação". Eles são de muito interesse devido à aplicabilidade a problemas práticos em diferentes campos da atividade humana. Em geral, técnicas clássicas de otimização foram consideradas de pequeno auxílio na solução desses problemas de programação. Em consequência, novas técnicas numéricas foram desenvolvidas. A técnica de programação linear (PL) é uma dessas técnicas numéricas de programação matemática (PM) desenvolvidas para ajudar a solucionar esses problemas.

O método simplex é uma das técnicas de programação linear desenvolvida por George Dantzig em 1947 [4]. Muitas variantes deste método foram posteriormente desenvolvidas, procurando explorar melhor a estrutura dos problemas lineares e dos meios computacionais, no sentido de obter algoritmos mais eficientes.

Neste Capítulo apresenta-se uma rápida revisão sobre uma dessas variantes, o método simplex modificado ao qual se recorre no desenvolvimento deste trabalho, bem como sobre o uso combinado deste método com a técnica da relaxação.

3.2 - O Método Simplex Modificado

Frequentemente, um grande número de restrições em um problema de programação linear se apresentam na seguinte forma:

$$g_i \leq x_i \leq d_i \quad i = 1, \dots, k \quad (3.1)$$

Onde:

x_i = i-ésima variável limitada.

g_i = limite inferior da i-ésima variável limitada.

d_i = limite superior da i-ésima variável limitada.

k = número de variáveis limitadas.

Tais tipos de restrições podem ser redefinidas da seguinte maneira:

$$0 \leq x_{i_M} \leq h_i \quad (3.2)$$

Onde:

$$x_{i_M} = x_i - g_i \quad (3.3)$$

e

$$h_i = d_i - g_i \quad (3.4)$$

Seja o sistema de restrições onde não estão incluídas as restrições do tipo mostradas em (3.1),

$$A \underline{x} = \underline{b} \quad (3.5)$$

sendo que A é uma matriz $m \times n$, e cuja matriz básica tem dimensão $m \times m$.

Onde:

m = número de restrições que não são do tipo mostradas em (3.1).

n = número de variáveis.

Agora deve-se redefinir um novo sistema para o qual as variáveis são x_{i_M} (3.3). A matriz A dos coeficientes das restrições, para o novo sistema, é a mesma do sistema original. Entretanto o vetor \underline{b} deve ser substituído por:

$$\underline{b}_M = \underline{b} - \sum_{i=1}^k g_i \underline{a}_i \quad (3.6)$$

onde \underline{a}_i é o i -ésimo vetor da matriz A .

Assim, para converter um sistema $A \underline{x} = \underline{b}$, $\underline{g} \leq \underline{x} \leq \underline{d}$ em um sistema sem limites inferiores, e sem aumentar o tamanho da base, procura-se transformar o mesmo no seguinte sistema equivalente |2|:

$$A \underline{x}_M = \underline{b} - A\underline{g} = \underline{b}_M \quad (3.7)$$

$$\underline{0} \leq \underline{x}_M \leq \underline{h} \quad (3.8)$$

Onde:

$$\underline{x} = \underline{x}_M + \underline{g} \quad (3.9)$$

Então, o conjunto de restrições incluindo os limites superiores pode ser escrito da seguinte maneira |2|:

$$\begin{bmatrix} A & 0 \\ I & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{x}_M \\ \underline{x}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{b}_M \\ \underline{h} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$\underline{x}_M \geq \underline{0} , \underline{x}_S \geq \underline{0} \quad (3.11)$$

Onde:

\underline{x}_M = vetor das variáveis redefinidas.

\underline{x}_S = vetor das variáveis de folga necessárias, para converter (3.8) em equações de igualdades.

I = matriz identidade de dimensão $(n \times n)$.

0 = matriz nula.

Assim, como se vê, quando os limites superiores são incluídos no sistema de restrições, como é mostrado na expressão (3.10), o tamanho do problema aumenta, ficando a matriz base com uma dimensão $(m + n) \times (m + n)$.

A denominação "modificado" |3|, se refere ao tratamento especial que é dado ao tipo de variáveis (restrições) com limites superiores (3.8), já que a simplicidade dessas restrições

ções nos permite manejar estas variáveis sem que sejam explicitamente introduzidas na base, de maneira tal que não aumente a dimensão do problema e o tamanho da base.

O método modificado difere um pouco do método simplex clássico, pois os critérios utilizados para determinar a entrada e a saída dos vetores da base são diferentes. A determinação do vetor que entrará na base e do vetor que sairá da base, neste método, depende do valor da variável. Isto é, depende se a variável está crescendo ou decrescendo.

Nesta variante do método simplex as variáveis não-básicas podem tomar o valor zero ou o valor do limite máximo.

Algoritmo do Método Simplex Modificado

Demonstra-se [2,3,6] que, tanto na fase 1 quanto na fase 2, o método simplex modificado, cujo fluxograma é mostrado na Figura 3.1, deve compreender os seguintes passos:

Passo I - Identificar a SBA inicial e calcular a base inicial.

Passo II - Calcular

$$r_k = \max_j r_j \quad j = m + 1, \dots, k, \dots, n \quad (3.12)$$

Onde:

$$r_j = r_j \quad \text{se} \quad x_j = 0 \quad (3.13)$$

$$r_j = -r_j \quad \text{se} \quad x_j = h_j \quad (3.14)$$

Se todo $r_j \leq 0$, o processo termina. Se está em presença de uma solução ótima e deve-se passar ao passo V. Caso contrário, a variável x_k entra na base, ou alcança seu limite superior, ou passa de seu limite superior a zero na próxima iteração. Vã para o passo III.

Passo III - Testar se x_k está crescendo ou decrescendo.

- Caso 1: se x_k está crescendo, isto é, está no seu limite inferior, computar:

$$\theta^* = \min_i \begin{cases} h_k \\ x_{B_i}/y_{ik} & (y_{ik} > 0) \quad i = 1, \dots, m \\ (x_{B_i} - h_{B_i})/y_{ik} & (y_{ik} < 0) \quad i = 1, \dots, m \end{cases} \quad (3.15)$$

onde h_{B_i} é o limite superior da variável básica i .

- Caso 2: Se x_k está decrescendo, isto é, está no limite superior, então computar:

$$-\theta^* = \min_i \begin{cases} h_k \\ x_{B_i}/-y_{ik} & (y_{ik} < 0) \quad i = 1, \dots, m \\ (x_{B_i} - h_{B_i})/-y_{ik} & (y_{ik} > 0) \quad i = 1, \dots, m \end{cases} \quad (3.16)$$

Passo IV - Verificar os valores de θ^* e $-\theta^*$

- Se $\theta^* = h_k$, no caso 1, a variável não-básica x_k estará com o seu limite superior na próxima iteração, ou se $-\theta^* = h_k$ no caso 2, a variável x_k estará com o seu limite inferior (zero) na próxima iteração. Em ambos casos, a matriz básica não muda, mas as variáveis básicas adquirem novos valores. Para isto deve-se fazer $\theta = \theta^*$ na seguinte expressão:

$$x_{B_i} = x_{B_i} - y_{ik} \theta \quad i = 1, \dots, m \quad (3.17)$$

Voltar ao passo II.

- Se, por outro lado, h_k não é o mínimo no caso 1 ou no caso 2, logo x_k substituí a variável básica x_i . O novo valor da variável não-básica, que agora entra na base é dado, no caso 1, por:

$$x_k = \theta^* \quad (3.18)$$

com x_i saindo da base com o valor zero ou h_{B_i} , dependendo se $y_{ik} < 0$ ou $y_{ik} > 0$.

O novo valor para as outras variáveis básicas, em ambos os casos, é dada pela expressão (3.17), fazendo $\theta = \theta^*$.

Passo V - Quando todo $r_j \leq 0$, uma solução ótima já foi obtida. O vetor \underline{x}_B dá o valor das variáveis que estão

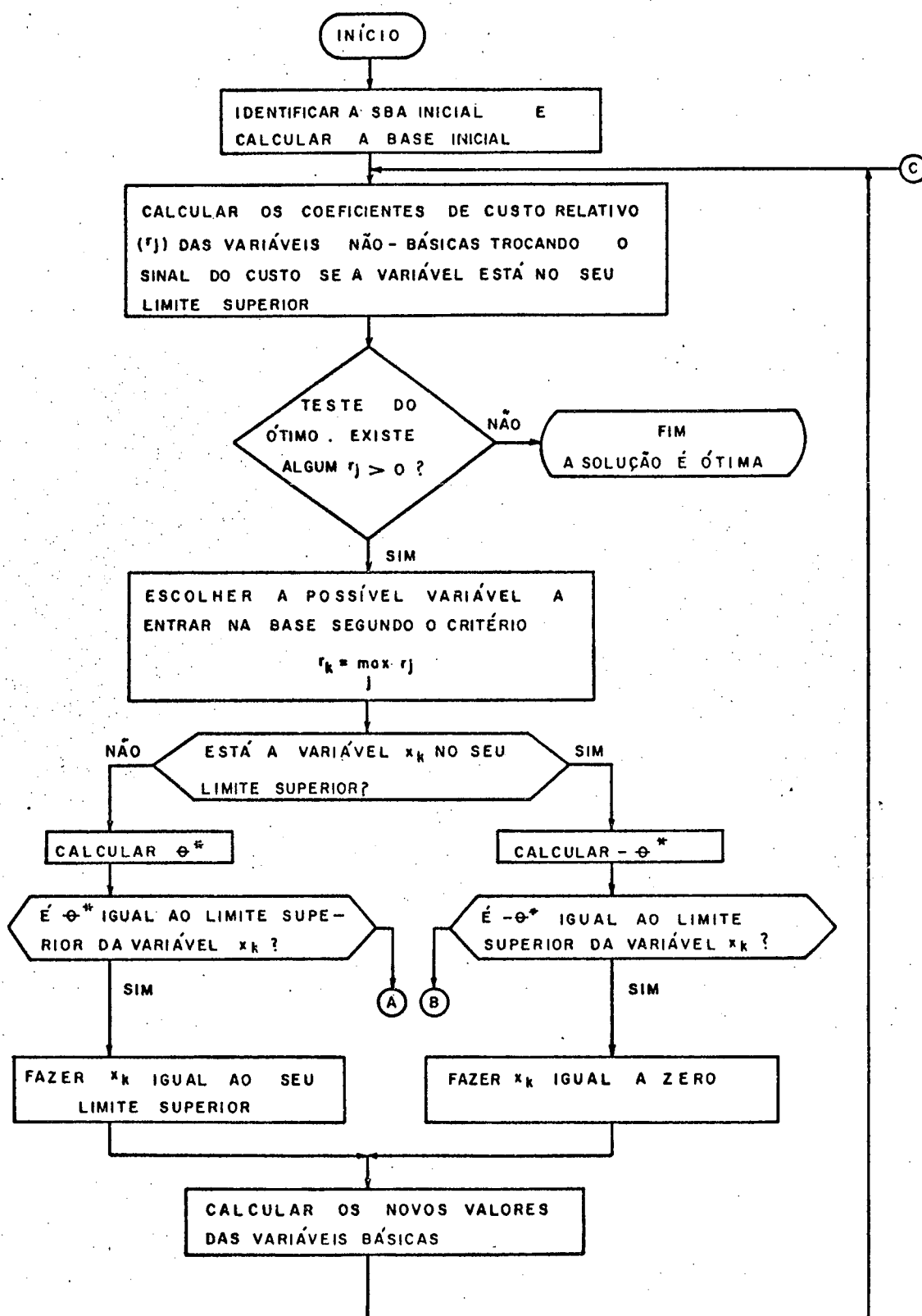


Figura 3.1 - Fluxograma do Método Simplex Modificado.

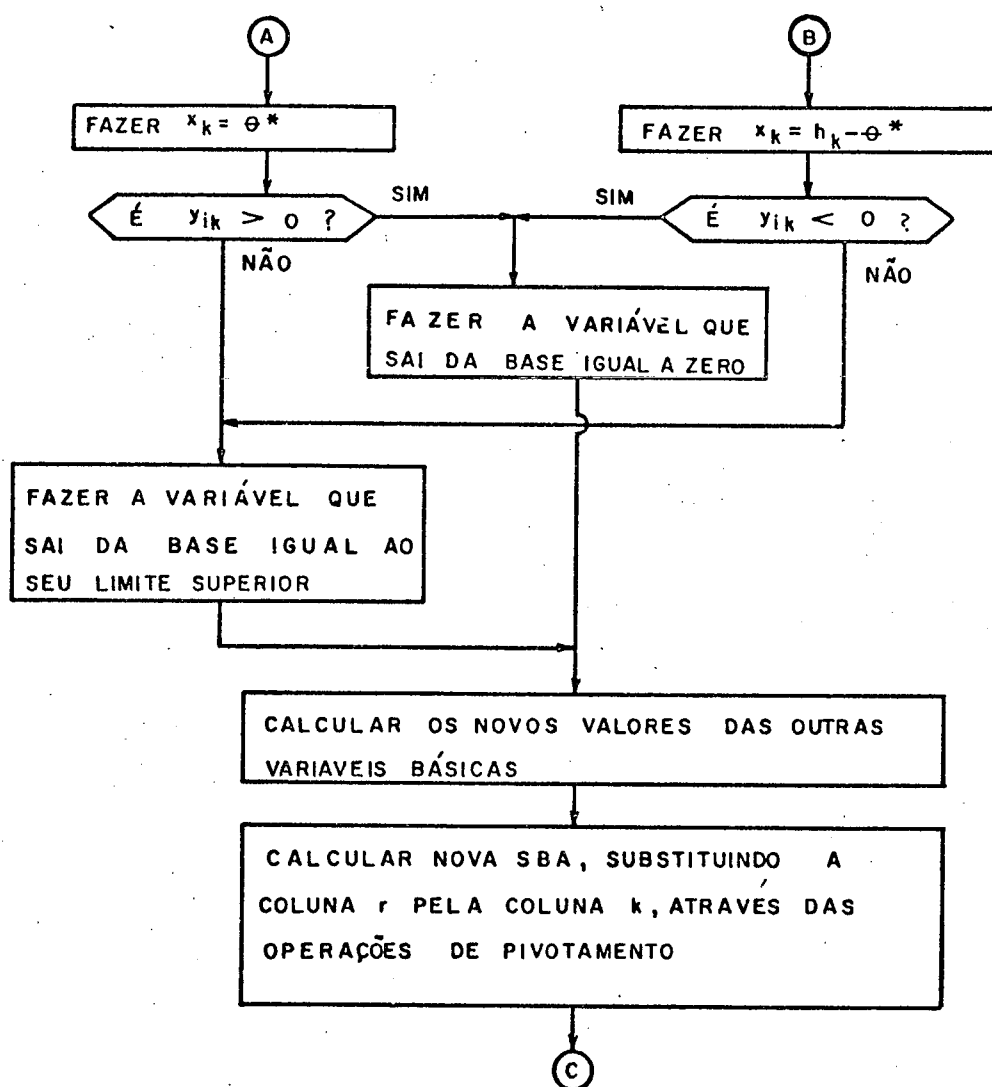


Figura 3.1 - Continuação.

na base. Os valores das outras variáveis são zero ou h_j (limite superior).

Este método tem sido grandemente utilizado nos problemas de sistemas de potência [16,18,22,28,39], e os resultados têm sido exitosos. Para estudo mais criterioso e abrangente, deve-se recorrer à extensa bibliografia em PL, recomendando-se em particular [1-6].

3.3 - Aplicação do Método Simplex Modificado ao DGTR

Como foi visto, no Capítulo 2, com a linearização aparece na formulação do DGTR muitas restrições do tipo apresentado no item anterior e a aplicação do simplex modificado reduz a um mínimo a dimensão do problema. Para tanto é necessário redefinir as variáveis e conseqüentemente as restrições do DGTR.

3.3.1 - Aplicação ao Despacho de Segurança

Na formulação do Despacho de Segurança existem 4 tipos de restrições do tipo apresentado no item 3.2. As restrições de geração (2.79) e (2.80) passam a ser redefinidas da seguinte maneira [12]:

$$0 \leq \underline{PG}_M^- \leq \underline{PG}^0 - \underline{PG}^{\min} \quad (3.20)$$

$$0 \leq \underline{PG}_M^+ \leq \underline{PG}^{\max} - \underline{PG}^0 \quad (3.21)$$

Onde:

$$\underline{PG}_M^- = \underline{PG}^- - \underline{PG}^{\min} \quad (3.22)$$

e

$$\underline{PG}_M^+ = \underline{PG}^+ - \underline{PG}^0 \quad (3.23)$$

Por outro lado as restrições de carga (2.82) ficam redefinidas assim:

$$0 \leq \underline{PC}_M \leq \underline{PC}^0 - \underline{PC}^{\text{RAC}} \quad (3.24)$$

Onde: $\underline{PC}_M = \underline{PC} - \underline{PC}^{\text{RAC}} \quad (3.25)$

As restrições referentes aos limites de trânsitos de ativos nas linhas (2.83) passam a ter a seguinte forma:

$$0 \leq \underline{T}_M \leq \underline{T}^{\max} - \underline{T}^{\min} \quad (3.26)$$

Onde:

$$\underline{T}_M = \underline{T} - \underline{T}^{\min} \quad (3.27)$$

ou

$$\underline{T} = \underline{T}_M + \underline{T}^{\min} \quad (3.28)$$

Agora, com ajuda da expressão (3.6) pode-se redefinir o problema do DS de modo que as restrições (3.20), (3.21), (3.24) e (3.26) não sejam consideradas explicitamente na base.

Assim sendo, o problema da DS fica redefinido da seguinte maneira:

$$\min z = \sum_{i=1}^{NG} (PG_{M_i}^+ - PG_{M_i}^- + PG_i^O - PG_i^{\min}) + \sum_{j=1}^{NC} \alpha_j (PC_j^O - PC_{M_j} - PC_j^{RAC}) \quad (3.29)$$

a) Restrição referente à conservação da distribuição das perdas do sistema:

$$\sum_{i=1}^N \lambda_i (PG_{M_i}^+ - PG_{M_i}^- - PC_{M_i}) = \sum_{i=1}^N \lambda_i (PC_i^O - PG_i^O + PC_i^{RAC}) \quad (3.30)$$

b) Restrições referentes aos trânsitos de ativos nas linhas:

$$\underline{T}_M = S (\underline{PG}_M^+ - \underline{PG}_M^- - \underline{PC}_M + 2 \underline{PG}^O - \underline{PG}^{\min} - \underline{PC}^{RAC}) - \underline{T}^{\min} \quad (3.31)$$

Ou

$$\underline{T}_M - S (\underline{PG}_M^+ - \underline{PG}_M^- - \underline{PC}_M) = S (2 \underline{PG}^O - \underline{PG}^{\min} - \underline{PC}^{RAC}) - \underline{T}^{\min} \quad (3.32)$$

Desta maneira, o problema do DS fica redefinido com somente 2 tipos de restrições (3.30) e (3.32), já que as restrições restantes ficam implicitamente introduzidas na base.

3.3.2 - Aplicação ao Despacho Econômico

No Despacho Econômico as restrições do tipo (3.1) são as restrições referentes aos limites de produção de potência ativa (2.88), as quais, ficam assim redefinidas:

$$0 \leq \underline{PG}_M \leq \underline{PG}^{\max} - \underline{PG}^{\min} \quad (3.33)$$

Onde:

$$\underline{PG}_M = \underline{PG} - \underline{PG}^{\min} \quad (3.34)$$

Agora, com ajuda da expressão (3.6), o problema do DE fica redefinido da seguinte maneira:

$$\min z = \underline{b}^t (\underline{PG}_M + \underline{PG}^{\min}) \quad (3.35)$$

a) Restrição referente à conservação da distribuição das perdas do sistema.

$$\sum_{i=1}^{NG} \lambda_i \underline{PG}_{M_i} = \sum_{i=1}^{NG} \lambda_i (\underline{PG}_{M_i}^0 - \underline{PG}_i^{\min}) \quad (3.36)$$

sendo que as restrições de geração ficaram introduzidas implicitamente na base.

3.3.3 - Algoritmo do DGTR usando o Método Simplex Modificado na Forma Revisada

O algoritmo do DGTR usando o método simplex modificado na forma revisada, e cujo fluxograma é mostrado na Figura 3.2, compreende os seguintes passos:

Passo I - Redefinir o problema do DGTR (o DS ou o DE), utilizando para isto as expressões (3.2), (3.3), (3.4) e

(3.6). Incluir uma variável artificial na restrição referente à conservação da distribuição das perdas do sistema e uma restrição auxiliar para poder anular esta variável. Por tanto é necessário aplicar o "método das duas fases" [2,7]. Considerar a expressão da função objetivo como outra restrição.

Passo II - Calcular a inversa da base inicial, a qual é uma matriz identidade.

Passo III - Calcular os coeficientes de custo relativo das variáveis que estão na base. Estes coeficientes são calculados da seguinte maneira:

- Fase 1: O produto escalar da linha (da matriz básica inversa) associada à variável auxiliar correspondente à restrição auxiliar, com cada vetor, não presente na base, da matriz original dos coeficientes.
- Fase 2: O produto escalar da linha (da matriz básica inversa) associada à restrição da função objetivo, com cada vetor, não presente na base, da matriz original dos coeficientes.

Passo IV - Se pelo menos algum dos coeficientes calculados no passo anterior for maior que zero, passar ao passo seguinte. Caso contrário:

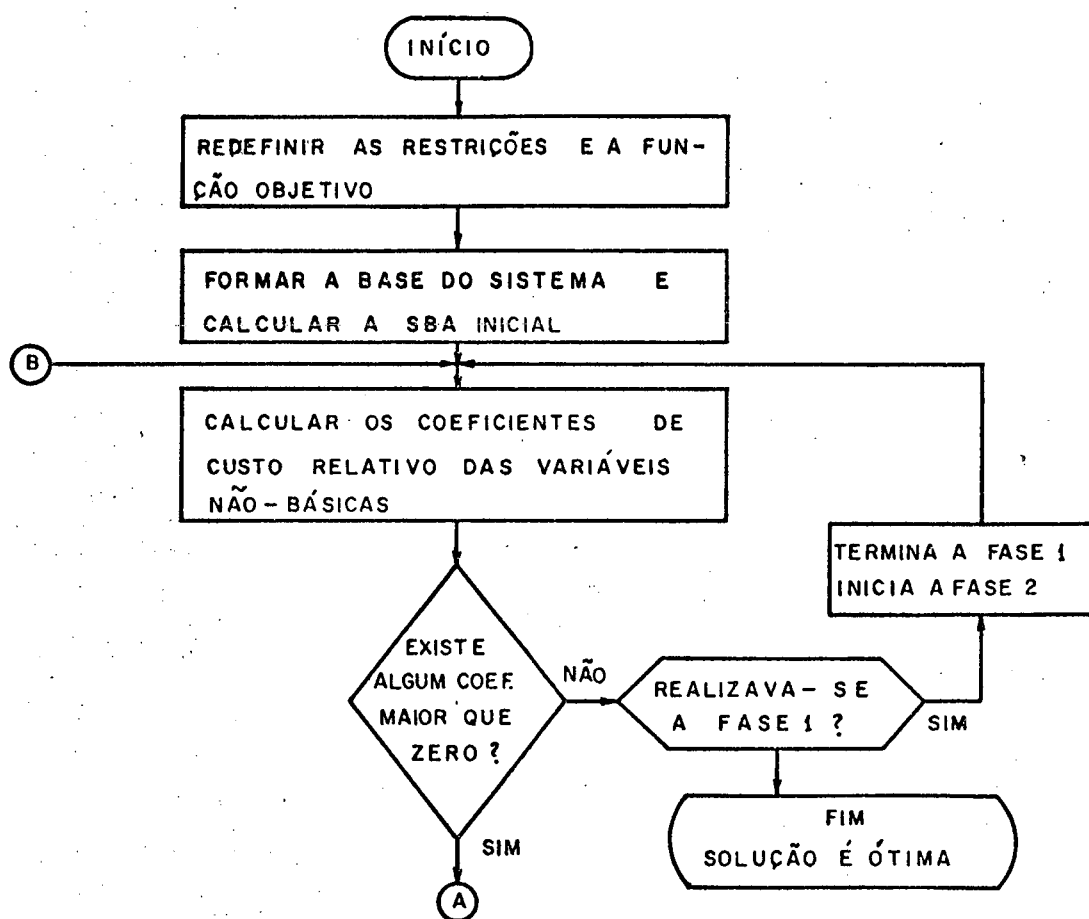


Figura 3.2 - Fluxograma do Método Simplex Modificado na Forma Revisada Aplicado ao DGTR.

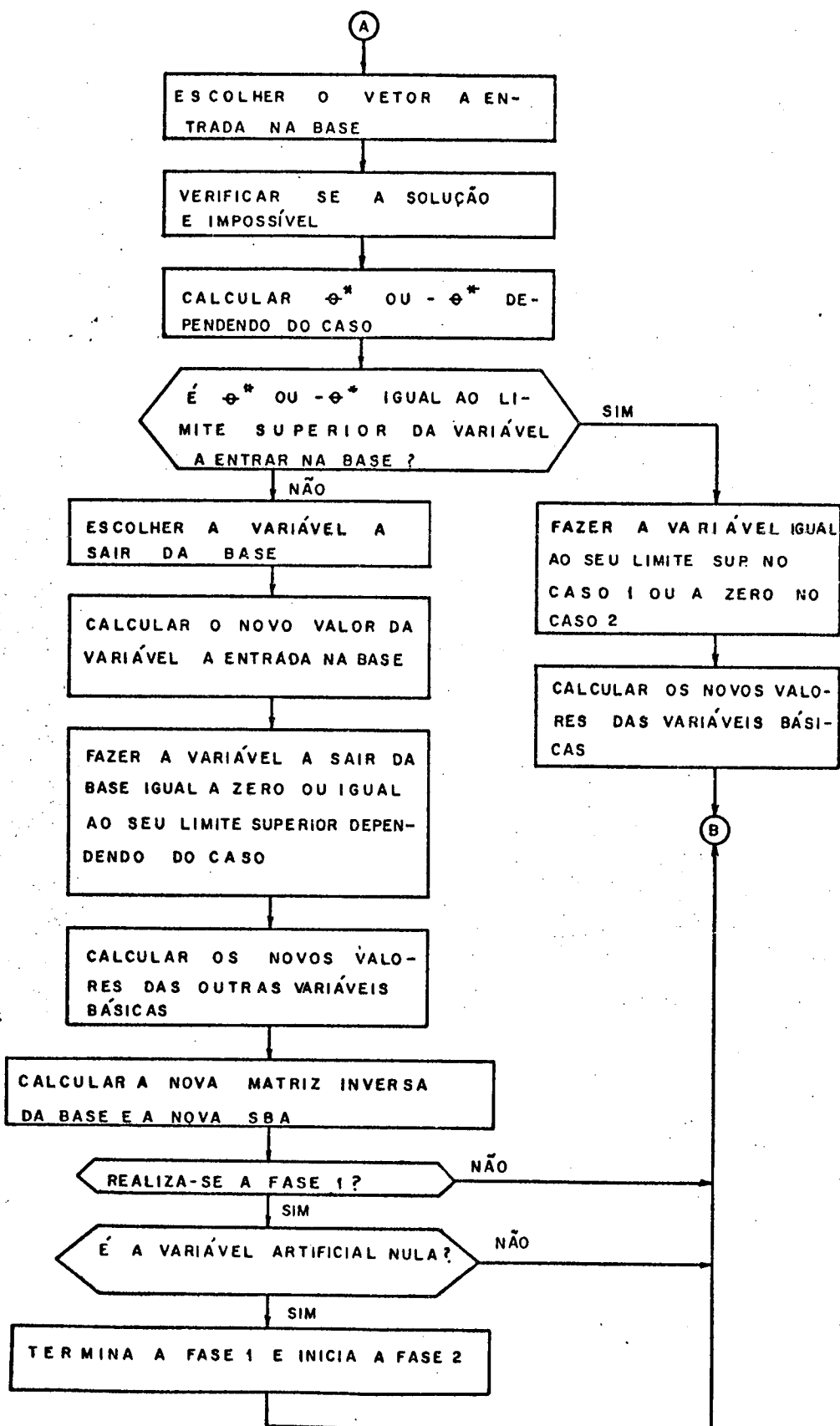


Figura 3.2 - Continuação.

- Fase 1: Esta fase termina e se inicia a fase 2. Voltar ao passo III.
- Fase 2: A solução que se tem é ótima, pelo que o processo termina.

Passo V - Escolher o vetor a entrar na base como sendo o vetor com o maior coeficiente de custo relativo.

Passo VI - Verificar se a solução é impossível.

Passo VII - Aplicar o passo III do algoritmo do simplex modificado (ver item 3.2).

Passo VIII - Aplicar o passo IV do algoritmo do simplex modificado (ver item 3,2).

Passo IX - Calcular a nova matriz inversa da base e a partir de la a nova SBA do problema.

No caso em que o processo ainda esteja na fase 1, verificar se a variável artificial é nula. Caso seja, a fase 1 termina.

Passo X - Voltar ao passo III.

3.3.4 - Vantagens e Desvantagens do Método Simplex Modificado A plicado em Problemas Reais

A versão modificada do método simplex, devido ao

fato de aproveitar a simplicidade das restrições (variáveis) limitadas superiormente e/ou inferiormente, manejando-as sem que sejam explicitamente introduzidas na base, de maneira tal que estas restrições não aumentem a dimensão da base, traz diversas vantagens quando aplicado a grandes problemas, dentre as quais pode-se citar:

- A não necessidade de introduzir variáveis de folga e/ou excesso neste tipo de restrição, de tal modo a converter estas restrições de desigualdades em restrições de igualdade.
- Redução do espaço de memória computacional necessária para armazenar os elementos da matriz básica do simplex, pois o número de linhas e colunas da matriz básica diminui.
- Redução do esforço computacional gasto por iteração, pois a diminuição do número de linhas e colunas da matriz básica associada ao quadro do simplex minimiza consideravelmente o tempo de cálculo computacional.

As principais desvantagens do método simplex modificado são as seguintes:

- A necessidade de um maior número de cálculos para escolher as variáveis a entrarem na base e para encontrar as novas soluções básicas admis

síveis.

- Devido aos fato de que a dimensão da base é diminuída (tanto mais, quanto maior seja o número de restrições do tipo limitadas existente no problema), poderá haver muitas variáveis fora da base quando a solução ótima é encontrada. Conseqüentemente, poderá haver muitas variáveis nos seus limites superiores ou inferiores, e poucas variáveis em valores intermediários (variáveis na base).

O problema que esta desvantagem traz para o DGTR é que quando a solução ótima é encontrada, muitas variáveis (de geração e de carga) estarão fora da base, fazendo com que em algumas barras de carga se estabeleça a necessidade de realizar o racionamento máximo permissível e em outras não seja necessário realizar nenhum racionamento, podendo existir uma melhor distribuição para estes racionamentos. O mesmo pode acontecer com a reprogramação das gerações.

3.4 - A Técnica da Relaxação

Uma técnica de muito valor para tornar o DGTR possível de ser aplicada em tempo real, é chamada de "método da relaxação" [17,18].

Neste método somente são consideradas as restrições do conjunto total de restrições que não são plenamente sa

tisfeitas.

Com este importante artifício matemático, a di mensão do problema a ser resolvido é reduzido, considerando so mente as restrições mais críticas e ignorando as restantes. É assim obtido, a partir de um problema completo, um sub-problema menor.

Considere-se o problema geral de otimização,

$$\max f(\underline{x}) \quad (3.37)$$

sujeito a:

$$g_i(\underline{x}) \geq 0, \quad i = 1, \dots, m \quad (3.38)$$

$$\underline{x} \in S \quad (3.39)$$

onde f e g_i são funções do vetor \underline{x} (dimensão n), S é um sub-conjunto do espaço euclidiano E^n , e M é o conjunto de todas as restrições $\{1, \dots, m\}$.

Considere-se ainda o caso em que o problema con têm um grande número de restrições $g_i \geq 0$. Uma estratégia para solucionar o problema é considerar somente algumas das restri ções, isto é, considerar somente as restrições que não são satisfei tas. Desta maneira o problema fica da seguinte forma:

$$\max f(\underline{x}) \quad (3.40)$$

sujeita a:

$$g_i(\underline{x}) \geq 0, \quad i \in R \quad (3.41)$$

$$\underline{x} \in S \quad (3.42)$$

onde R é o conjunto das restrições que não são satisfeitas, ou seja, é um sub-conjunto de M .

Denomina-se P o problema original e PR o sub-problema (ou problema reduzido). Logo a estratégia do método de relaxação, que permite resolver o problema é a seguinte [4]:

1 - Resolver PR . Se PR é impossível, P também o é. Caso contrário, obtém-se uma solução ótima \underline{x}_R para o problema PR .

2 - Se $g_i(\underline{x}_R) \geq 0$, $i \in (M - R)$, então \underline{x}_R é também a solução ótima para o problema original, P .

3 - Caso contrário, seja V um sub-conjunto de $(M - R)$, contendo pelo menos uma restrição não satisfeita e consideremos,

$$D = \{i \mid g_i(\underline{x}_R) > 0, i \in R\} \quad (3.43)$$

4 - Se a função objetivo não varia, substituir R por $R' = R \cup V$, e retornar a 1.

5 - Se a função objetivo diminui, substituir por $R' = R \cup V - D$, e retornar a 1.

Este procedimento pode ser executado tantas vezes

zes quanto necessário, até que uma solução possível (ou impossível) seja encontrada.

Pode-se demonstrar que a técnica da relaxação baseia-se nas seguintes propriedades [4]:

- 1 - Se a solução do sub-problema é impossível a solução do problema completo também o é.
- 2 - Se a solução do sub-problema é possível e os resultados obtidos satisfazem também as restrições que foram omitidas (relaxadas), então a solução encontrada é também a solução do problema completo.
- 3 - Se a solução do sub-problema é possível e os resultados encontrados não satisfazem uma ou mais restrições das que foram omitidas do problema principal, então a solução encontrada não é também a solução do problema global.
Neste caso, é necessário refazer o sub-problema com a inclusão das novas restrições em violação e, se desejado, com a exclusão daquelas restrições que não foram violadas na etapa anterior.

A técnica da relaxação aplicada a problemas de sistemas de potência tem apresentado resultados bastante satisfatórios [14,18,28]. Este método reduz o número total de restrições

do problema do DS, pois seleciona apenas aquelas restrições de trânsito que são violadas pela contingência em estudo (sobrecargas potenciais), acrescido das restrições de trânsito nos ramos que se encontram na iminência de ultrapassagem de seus limites (sobrecargas reais). Desta maneira, se reduz consideravelmente a dimensão da matriz básica. Por exemplo, num sistema de 128 barras e 218 linhas, para uma contingência severa, em torno de 10 linhas apresentaram sobrecargas. Portanto, aplicando a técnica da relaxação no problema do DS correspondente a este sistema, dentre as restrições referentes aos trânsitos de potência ativa nas linhas, somente deverão ser consideradas as correspondentes às 10 linhas sobrecarregadas, as restantes poderão ser omitidas.

Para implementar a técnica da relaxação no algoritmo do DGTR usando o método simplex modificado na forma revisada é necessário modificar o algoritmo apresentado no item 3.3.3, da seguinte maneira

- 1 - No passo I, somente devem ser consideradas as restrições referentes aos trânsitos de potência ativa correspondente às linhas que apresentaram sobrecargas na análise da contingência em estudo.
- 2 - No passo IV, quando é encontrada uma solução ótima para o problema PR, deve-se verificar se esta solução satisfaz as restrições omitidas. Se pelo menos uma restrição das que foram omitidas, não for satisfeita, deve-se refazer o problema incluindo as restrições não

satisfeitas, e se desejado, excluindo aquelas que não foram violadas e voltar ao passo I. Caso contrário, a solução encontrada é a desejada.

Pode-se então concluir que o método da relaxação conduz à redução do número de linhas da matriz dos coeficientes (que representam as restrições) cujos elementos participam da formação do quadro geral do simplex. As vantagens provenientes desta observação são as seguintes |47|:

- 1 - Redução do número de iterações necessário para encontrar uma solução, já que o número de vértices das soluções viáveis é agora menor em PR.
- 2 - Redução do tempo de cálculo computacional gasto por iteração, pois a diminuição do número de linhas da matriz de base associadas ao quadro simplex minimiza o esforço computacional, principalmente com os cálculos para a inversão da matriz básica.
- 3 - Redução do espaço de memória computacional destinado à armazenagem dos elementos das matrizes associadas ao simplex.

Estas vantagens são importantes no sentido de ga

rantir o funcionamento do programa do Despacho de Segurança para a aplicação em tempo real.

3.5 - Problemas de Análise Pós-Ótimo

Uma vez que algum problema de programação linear tenha sido resolvido, é freqüente o interesse não somente pela solução para o dado problema, mas também o desejo de saber o que aconteceria com a solução se alguns parâmetros mudassem. Em outras palavras, é razoável desejar-se executar uma análise de sensibilidade e um estudo paramétrico [2], após a obtenção do ótimo.

Em muitos casos, não é necessário resolver novamente o problema. Uma quantidade relativamente pequena de trabalho aplicada à solução ótima será suficiente. Em outros casos, entretanto, não há outra alternativa senão voltar ao início e recomeçar a resolver o problema.

Aqui não se pretende discutir a sistemática de solução destes problemas. Para tal, deve-se recorrer à extensa bibliografia existente em PL, recomendando-se em particular [2,5].

A análise pós-ótima realizada no contexto deste trabalho entretanto, foge um pouco ao enfoque anterior e obedece a um critério próprio, pois somente apresenta interesse nos casos em que não se obtém a solução (soluções impossíveis).

Tem por finalidade dar uma idéia ao operador da seriedade do problema que pode estar associado à ocorrência de uma contingência determinada, caso ela venha a ocorrer. Ela é realizada aumentando-se os limites de trânsito de potência ativa

nos ramos de uma certa percentagem e resolvendo-se novamente o problema do DGTR, e assim sucessivamente, até que uma solução se ja encontrada. Esta solução poderá ser encontrada sempre que a produção possa satisfazer à demanda.

3.6 - Conclusões

As técnicas apresentadas neste Capítulo foram u tilizadas no desenvolvimento deste trabalho, visando explorar ao máximo a estrutura do problema do DGTR, procurando desta forma obter soluções rápidas e confiáveis de maneira a poder determi^u nar as melhores estratégias de operação em tempo real, além de, diminuir os requisitos de memória computacional.

A técnica da relaxação devido ao fato de conside^u rar somente as restrições de trânsito de potência ativa nos ra^u mos que apresentam sobrecargas, reduz consideravelmente a dimen^u são da matriz básica. Por outro lado, a variante modificada do método simplex, ao incluir implicitamente as restrições referentes aos limites de potência ativa, as referentes aos limites de racionamento de carga e as referentes aos limites de trânsito de ativos nos ramos, aproveita de maneira considerável a estrutura do DGTR, diminuindo a dimensão do problema e o tamanho da ma^u triz básica do simplex.

Pode-se então concluir, que estas duas técnicas a presentam importantes vantagens no sentido de garantir a funciona^u lidade do DGTR para a aplicação em tempo real.

CAPÍTULO IV

DESCRIÇÃO DO PROGRAMA DESENVOLVIDO

4.1 - Introdução

Neste Capítulo apresenta-se o programa desenvolvido para o Despacho de Geração em Tempo Real, descrevendo-se o algoritmo implantado com seu fluxograma.

A preparação dos dados é discutida, mostrando-se como são obtidos e a maneira de organizá-los para a utilização pelo programa do DGTR, bem como a maneira como foram obtidos para a realização deste trabalho.

4.2 - Preparação dos Dados Necessários ao Programa

A implementação do DGTR na operação dos sistemas elétricos de potência, implica em dispor do resultado da aplicação de várias funções auxiliares tais como por exemplo, a Estimação de Estado e a Análise de Segurança. Estas funções uma vez implantadas, viabilizam os estudos realizados pelo DGTR. A coerência de cada uma destas funções auxiliares no cumprimento do seu papel dentro da cadeia informática de programas de operação

em tempo real dos sistemas de potência, influi decisivamente pa
ra o bom desempenho do programa do DGTR.

Estas funções auxiliam ao DGTR fornecendo os se
guintes dados necessários para a sua implementação:

- 19) A topologia da rede em tempo real para o ins
tante t , obtida através de um programa confi
gurador. Para tanto, o configurador se utili
za de informações sobre o status dos seccionana
dores e disjuntores que conectam os vários
componentes da rede elétrica, obtendo um modede
lo elétrico para a rede, composto de nós (bar
ras) e ramos (linhas e transformadores).
- 29) Os valores das injeções de potência ativa nas
barras, os módulos e fases das tensões, para
as condições previstas no instante t . Estes
dados são obtidos com o auxílio da função
de Estimação de Estado através da utiliza
ção da previsão de carga, utilizando-se um
fluxo de carga em tempo real.
- 39) As perdas diferenciais associadas a cada bar
ra do sistema, as quais são definidas em re
gime de base pela função de Estimação de Es
tado no instante considerado. Estes coeficienes
são soluções do sistema de equações lineaes
do tipo:

$$J^t \cdot \underline{\lambda} = \underline{0} \quad (4.1)$$

Onde:

J^t = Sub-matriz jacobiana transposta, cujos elementos são as derivadas parciais das injeções de potência ativa nas barras em relação aos ângulos de fase das tensões de barra.

$\underline{\lambda}$ = Vetor das perdas diferenciais associadas a cada barra do sistema.

$\underline{0}$ = Vetor nulo.

Admitindo-se que as perdas ativas não variam muito ao longo do intervalo de tempo disponível para a execução das soluções obtidas, os valores de $\underline{\lambda}$ podem ser calculados apenas uma vez e mantidos constantes durante todo o despacho.

- 49) A lista de sobrecargas reais dos equipamentos de transporte (linhas e transformadores), obtidos com o auxílio de um fluxo de carga em tempo real.
- 59) A lista das sobrecargas potenciais associada a uma lista de contingências (as mais prováveis), seleccionadas na Análise de Segurança, através de sua função de Seleção de Contingências. Esta lista de sobrecargas potenciais é determinada a

través de estudos de simulação de contingências de linhas, transformadores e geradores pela função de Análise de Contingências.

NOTA: Neste trabalho, devido à ausência destas funções foi necessário simulá-las, o que foi feito com ajuda de um fluxo de carga convencional (Newton - Raphson) e de um fluxo de carga linearizado.

Outros dados necessários para a implantação do DGTR são os seguintes:

- 1º) A lista de cargas interruptíveis e os racionamentos estabelecidos de acordo com contratos entre alguns consumidores e as empresas concessionárias responsáveis pela distribuição da energia elétrica.
- 2º) As características elétricas dos diferentes equipamentos de produção e transporte, tais como, as impedâncias série e as susceptâncias paralelo das linhas e transformadores, as admitâncias em paralelo ligadas às barras do sistema, etc.
- 3º) As características técnico-econômicas dos diferentes equipamentos de produção e transporte, tais como, os custos incrementais das uni-

dades geradoras (térmicas e hidráulicas), os limites físicos de produção (máximo e mínimo) das unidades geradoras, as taxas de tomada e de perda de carga das unidades geradoras, os limites térmicos de carregamento das linhas e transformadores. Estas características podem ser obtidas diretamente dos fabricantes ou a partir das técnicas de identificação das características de desempenho dos equipamentos em operação.

4.3 - Algoritmo do Despacho de Geração em Tempo Real

Como foi mostrado no Capítulo 2, o problema do DGTR é dividido em dois sub-problemas, o Despacho de Segurança e o Despacho Econômico, os quais possuem objetivos diferentes. Estes sub-problemas são definidos logo após o teste de detecção de sobrecargas, através da função de Análise de Contingências, podendo ser resolvidos independentemente, dependendo do resultado obtido nestes testes com respeito ao estado de operação do sistema e das sobrecargas reais existentes. Aliás é por este motivo que se opta por sub-dividir o algoritmo do DGTR em dois |47|.

A seguir procura-se apresentar os algoritmos do Despacho de Segurança e do Despacho Econômico, mostrando o fluxograma geral do programa do DGTR aqui desenvolvido (Figura 4.1).

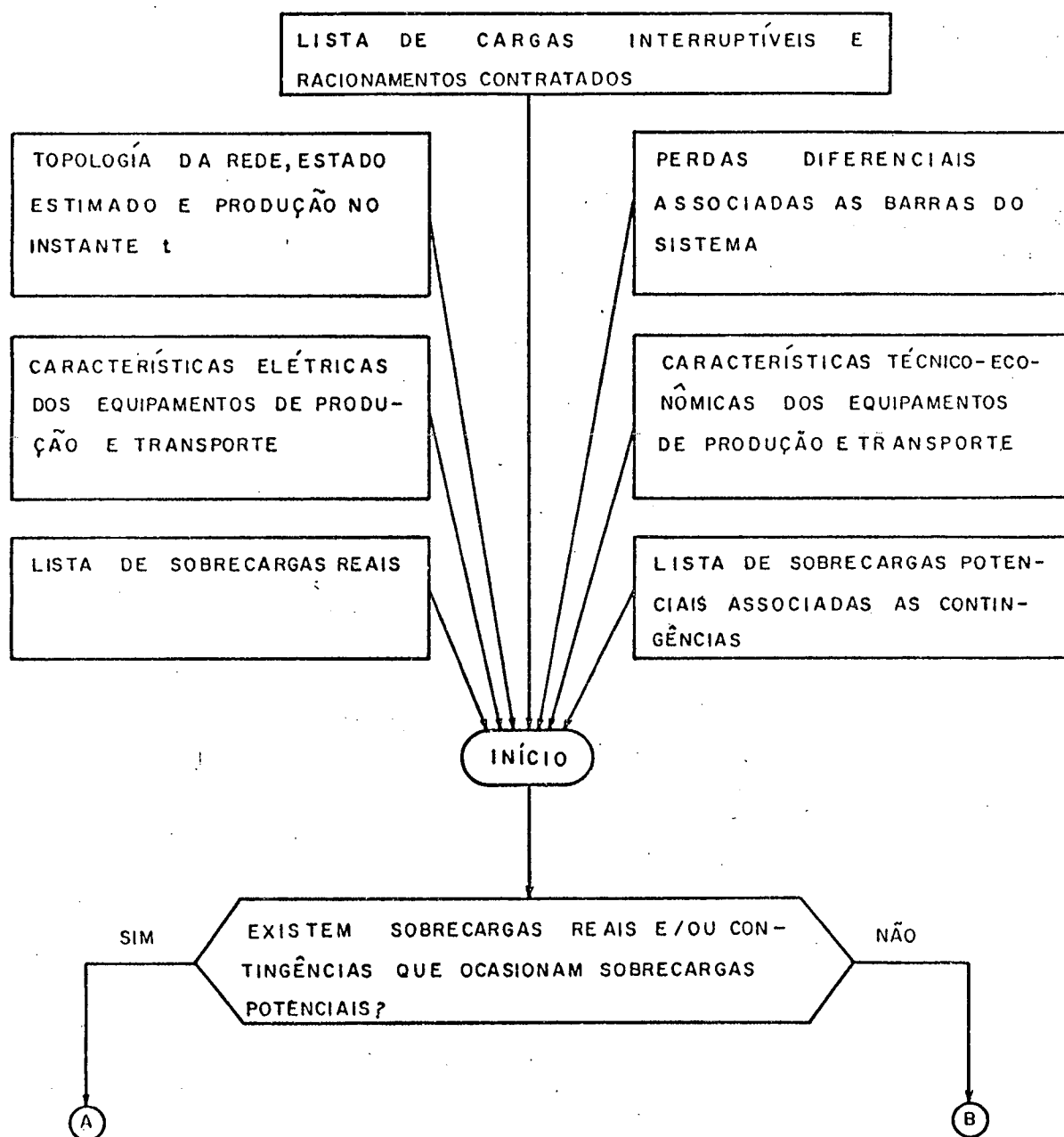


Figura 4.1 - Fluxograma do DGTR.

Parte I - Entrada de Dados

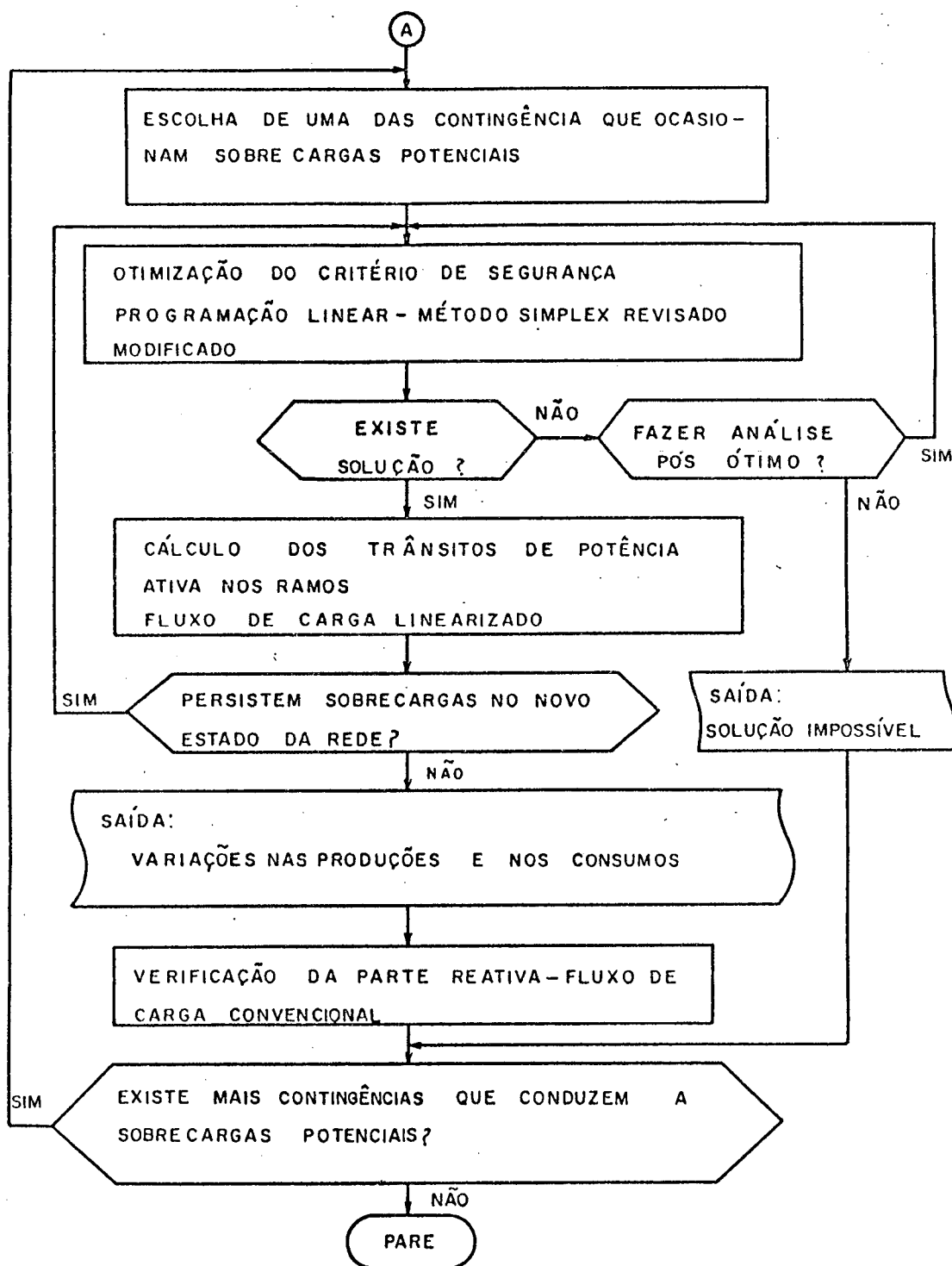


Figura 4.1 - Continuação

Parte II - Despacho de Segurança

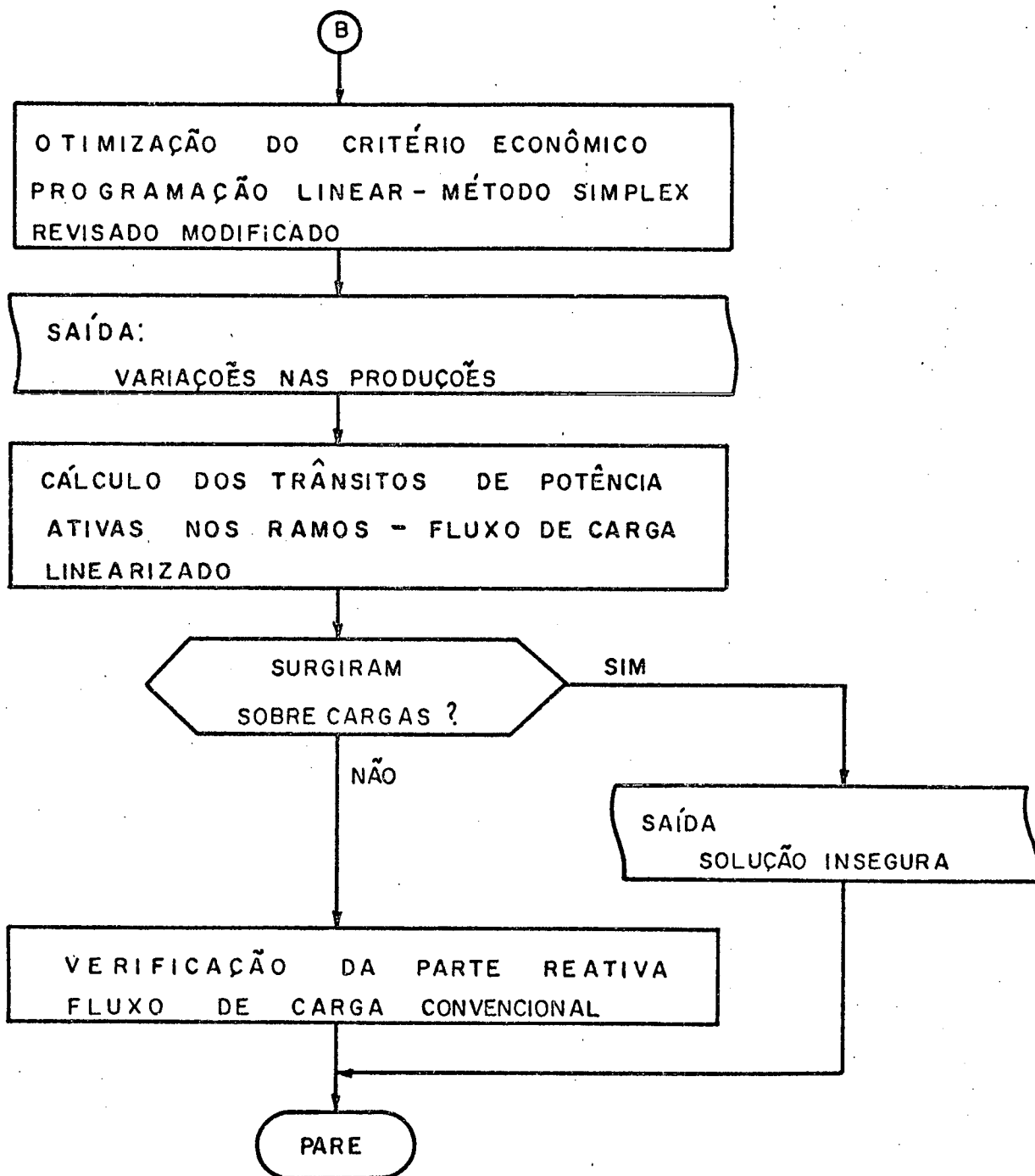


Figura 4.1 - Continuação.

4.3.1 - Algoritmo do Despacho de Segurança

No caso de existirem sobrecargas reais e/ou o teste de detenção de sobrecargas efetuado pela Análise de Contingências realizado sobre uma lista de contingências pré-estabelecidas, determinar a existência de sobrecargas potenciais, o programa do DGTR deverá realizar os seguintes passos:

- Passo I - Escolher da lista fornecida pela Análise de Segurança, uma das contingências que ocasionam sobrecargas potenciais.
- Passo II - Preparar os dados necessários para a solução do DS, redefinindo as restrições e a função objetivo, de acordo com o método modificado, considerando somente os ramos onde são detetadas sobrecargas.
- Passo III - Montar a matriz de base inicial, a qual é uma matriz identidade, formada pelos vetores associados às variáveis de trânsito e pela variável artificial introduzida na restrição referente à conservação da distribuição das perdas do sistema.
- Passo IV - Otimizar o critério de segurança utilizando o método do simplex modificado na forma revisada. Se nenhuma solução é encontrada (solução impossível) passa-se ao passo VII, caso contrário o processo continua no passo seguinte.

Passo V - Verificar se a solução obtida no passo anterior satisfaz as restrições de trânsito que foram omitidas no passo II. Se a solução não satisfaz pelo menos a uma restrição das que foram relaxadas, volta-se ao passo II. Caso contrário, prossegue-se no passo seguinte.

Passo VI - Verificar os módulos das tensões nas barras e os fluxos de potência reativa nos ramos do sistema. Passar ao passo VIII.

Passo VII - Se a solução do problema é impossível, o programa poderá permitir optar (dependendo de um comando do operador) por continuar no passo seguinte, ou refazer o problema, aumentando os limites dos trânsitos de potência ativa nos ramos de uma determinada percentagem e voltando ao passo II.

Passo VIII - Verificar a existência de mais contingências que conduzem a sobrecargas potenciais. Se existem voltar ao passo I. Caso contrário, o processo termina.

4.3.2 - Algoritmo do Despacho Econômico

Se não existirem sobrecargas reais e não foram detetadas sobrecargas potenciais, significa que o sistema se encontra no estado de operação normal - seguro e se poderá realizar o Despacho Econômico, cujo algoritmo compreende os seguintes passos:

- Passo I - Preparar os dados necessários para a solução do DE, redefinindo as restrições e a função objetivo, de acordo com o método modificado.
- Passo II - Montar a base inicial do problema, a qual é formada pelo vetor associado à variável artificial introduzida na restrição referente à conservação da distribuição das perdas do sistema.
- Passo III - Otimizar o critério econômico utilizando o método simplex modificado na forma revisada.
- Passo IV - Verificar se a solução obtida satisfaz os trânsitos de potência ativa nos ramos. Se a solução satisfaz os limites dos trânsitos de potência ativa em todos os ramos da rede, a solução é segura e o processo continua no seguinte passo. Caso contrário, a solução é insegura e o processo termina.
- Passo V - Verificar os módulos das tensões nas barras e os fluxos de potência reativa nos ramos do sistema.
- Passo VI - O processo termina.

4.4 - Considerações Gerais sobre o Programa

O uso do método simplex modificado faz que não se ja necessário a introdução de variáveis de folga e/ou excesso, podendo-se caracterizar a matriz de base inicial pelas variáveis de trânsito associadas aos ramos que apresentam sobrecargas. No entanto, por ser necessária a inclusão de uma variável artificial na restrição referente à conservação da distribuição das perdas no sistema também é necessário incluir uma restrição auxiliar para poder anular esta variável. Esta restrição é igual à restrição referente à conservação da distribuição das perdas no sistema, mas com os sinais trocados, e por tal motivo não se faz necessário armazená-la.

No algoritmo do DE não é necessário a utilização da técnica da relaxação, pois ele somente é executado quando não existem sobrecargas reais nem sobrecargas potenciais detetadas pela função de Análise de Contingências.

As sub-rotinas que formam o programa do DGTR, fornecem ao programa principal os valores das variáveis (produções e consumos) do problema redefinido, por tal razão é necessário recalcular os valores do problema original, o que é feito no programa principal com o auxílio da expressão (3.9).

A verificação da solução obtida com respeito aos trânsitos de potência ativa foi feita com o auxílio de um fluxo de carga linearizado, enquanto que a verificação da parte reativa foi realizado com ajuda de um fluxo de carga convencional (Newton - Raphson).

4.5 - Conclusões

O programa do DGTR que executa as funções requerida pelo Despacho de Segurança e pelo Despacho Econômico, é basicamente um programa de otimização, o qual utiliza o método simplex modificado na forma revisada associado com uma técnica de solução chamada método da relaxação.

Os dados necessários para a implantação do DGTR e a maneira de como são obtidos foram discutido, indicando a necessidade de que outras funções auxiliares sejam antes implantadas, de maneira tal a garantir o bom desempenho do programa do DGTR e, conseqüentemente, a operação dos sistemas de potência em tempo real.

CAPÍTULO V

APLICAÇÃO DO PROGRAMA A UM SISTEMA EXEMPLO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1 - Introdução

Neste Capítulo, os resultados da aplicação do programa do Despacho de Geração a um sistema exemplo são avaliados.

O sistema exemplo, cujo diagrama unifilar apresenta-se na Figura 5.1, foi obtido da referência [47] e constitui-se de 4 geradores, 16 ramos e 14 barras. Este sistema é uma representação do sistema sul do Brasil nos níveis de 230 KV e 500 KV.

Alguns dados não são reais, mas foram determinados ou observando-se o comportamento do próprio sistema ou partindo-se de dados fornecidos de outros sistemas e adaptados ao sistema exemplo.

5.2 - Dados e Comentários

Neste item, são apresentados os dados necessários para a aplicação do programa do DGTR ao sistema representado na Figura 5.1.

A Tabela 5.1 apresenta os parâmetros dos ramos do sistema (resistências série, reatâncias séries e carregamentos capacitivos).

Nas Tabelas 5.2 e 5.3 são mostradas as condições de operação do sistema para o caso base, obtidas através de um fluxo de carga convencional (Newton - Raphson).

Os limites de produção de potência ativa máximas e mínimas (nominais) das barras de geração são apresentados na Tabela 5.4.

As características técnico-econômicas (taxas de tomada e de perda de carga e os custos de produção) das barras de geração são mostradas na Tabela 5.5. Estes valores não são reais, foram estimados de acordo com os tipos de unidades de produção associadas a estas barras.

Na Tabela 5.6 são dadas as variações possíveis de produção de potência ativa nas barras, calculadas a partir das capacidades nominais máximas e mínimas das unidades geradoras ligadas às barras (Tabela 5.4) e das taxas de tomada e perda de carga mostradas na Tabela 5.5.

A Tabela 5.7 mostra os valores dos racionamentos máximos de potência ativa disponíveis nas barras de carga, os quais foram considerados todos iguais.

A Tabela 5.8 apresenta os limites térmicos máximos para o fluxo de potência aparente nos ramos do sistema para o estado normal de operação e para o estado de emergência. Já a Tabela 5.9 apresenta os limites máximos para o fluxo de potência ativa, calculados a partir dos dados da Tabela anterior e dos valores dos fluxos de potência reativa nos ramos para o caso base.

Os coeficientes das perdas diferenciais de potência ativa associados a cada barra do sistema são apresentados na Tabela 5.10. Estes coeficientes são calculados conforme dis

cutido no Capítulo 2, item 2.3.2.

Na Tabela 5.11 é dada a lista das sobrecargas reais, as quais são calculadas com o auxílio de um fluxo de carga convencional.

Finalmente, na Tabela 5.12 são apresentados os resultados da Análise de Contingências, obtidos como o auxílio de um fluxo de carga linearizado.

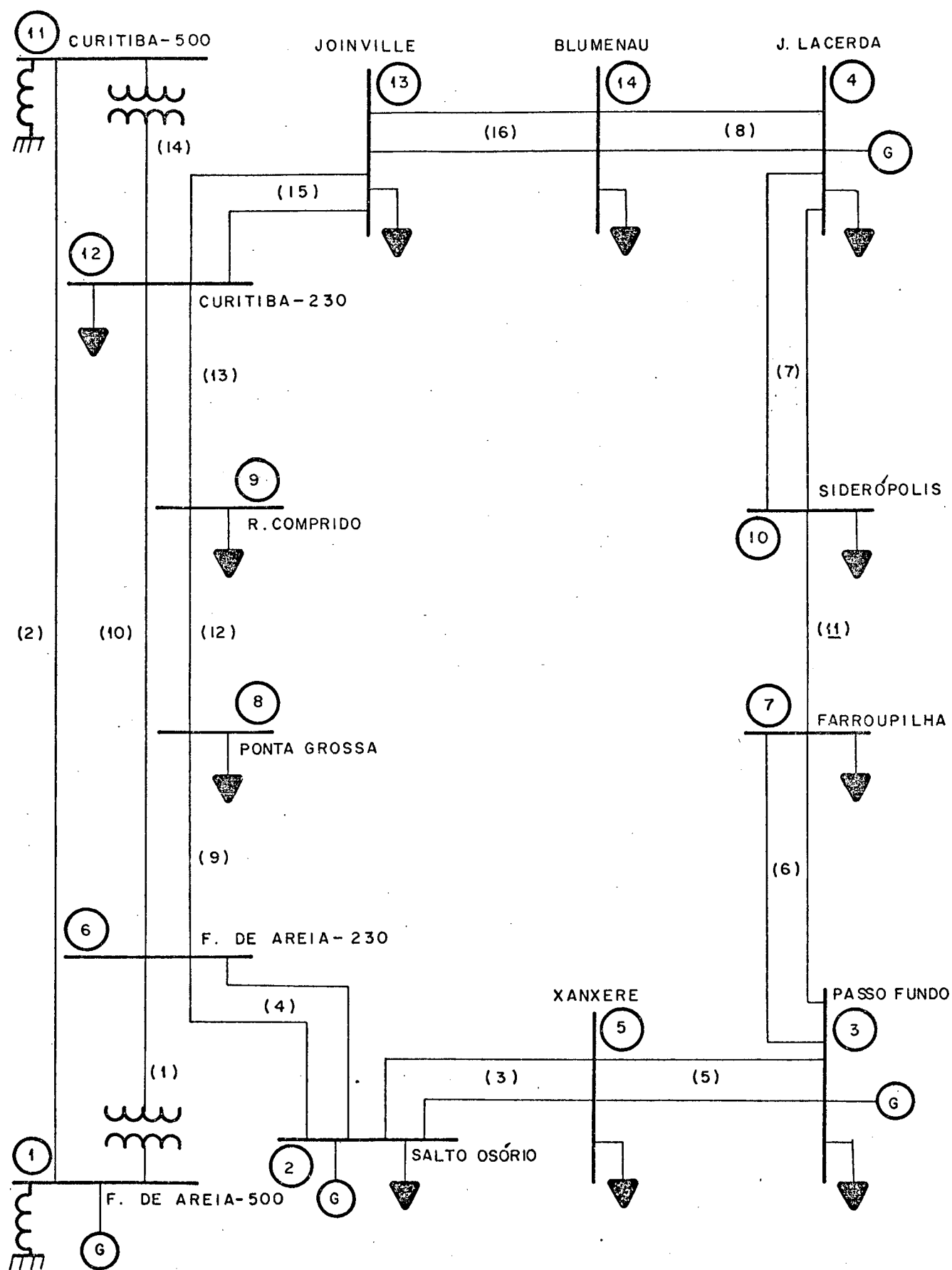


Figura 5.1 - Representação do Sistema Sul dos Brasil nos Níveis de Tensão de 230 KV e 500 KV.

Tabela 5.1 - Parâmetros dos Ramos do Sistema.

Ramo Nº	Da Barra	Para Barra	Resistência (PU)	Reatância (PU)	Susceptância (PU)
1	1	6	0,0000	0,0125	0,0000
2	1	11	0,0022	0,0274	1,6750
3	2	5	0,0158	0,0810	0,1392
4	2	6	0,0152	0,0784	0,2700
5	3	5	0,0076	0,0395	0,1352
6	3	7	0,0223	0,1186	0,4087
7	4	10	0,0048	0,0245	0,0843
8	4	14	0,0187	0,0971	0,3338
9	6	8	0,0345	0,1785	0,1535
10	6	12	0,0446	0,2315	0,1985
11	7	10	0,0383	0,1908	0,1704
12	8	9	0,0164	0,0841	0,0734
13	9	12	0,0038	0,0196	0,0169
14	11	12	0,0000	0,0125	0,0000
15	12	13	0,0093	0,0475	0,1654
16	13	14	0,0064	0,0326	0,1146

Obs.: Os dados dos ramos que representam linhas em paralelo, são os equivalentes destas linhas. Dos 16 ramos que formam o sistema, 8 representam linhas duplas.

A base adotada é de 100 MVA.

Tabela 5.2 - Condições de Operação do Sistema.

Valores representativos do caso base.

Barra Nº	Tipo	Geração		Carga		Capacitor ou Reator (MVAR)
		Ativa (MW)	Reativa (MVAR)	Ativa (MW)	Reativa (MVAR)	
1	REF	617,97	- 53,84	0,00	0,00	-143,70
2	PV	342,97	-101,38	271,00	-59,00	0,00
3	PV	280,00	- 50,43	111,00	-36,00	0,00
4	PV	347,52	63,60	64,00	18,00	0,00
5	PQ	0,00	0,00	93,00	1,00	0,00
6	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	PQ	0,00	0,00	358,00	-11,00	0,00
8	PQ	0,00	0,00	39,00	5,00	0,00
9	PQ	0,00	0,00	84,00	38,00	0,00
10	PQ	0,00	0,00	73,00	46,30	0,00
11	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	-125,50
12	PQ	0,00	0,00	119,00	9,00	0,00
13	PQ	0,00	0,00	228,00	64,00	0,00
14	PQ	0,00	0,00	105,00	36,00	0,00

Obs.: A barra adotada como barra de referência é a barra 1.

Tabela 5.3 - Valores de Tensões e Injeções nas Barras do Sistema.
Valores Representativos do Caso Base.

Barra Nº	Nome	Tensões		Injeções	
		Módulo (PU)	Ângulo (Graus)	Ativa (MW)	Reativa (MVAR)
1	Foz de Areia-500	0,9530	0,00	617,97	-53,84
2	Salto Osório	1,0500	- 5,97	71,97	-42,38
3	Passo Fundo	1,0500	-15,18	169,00	-14,43
4	Jorge Lacerda	1,0370	-14,16	283,52	45,60
5	Xanxerê	1,0495	-13,53	-93,00	- 1,00
6	Foz de Areia-230	1,0498	- 1,59	0,00	0,00
7	Farroupilha	1,0035	-30,90	-358,00	11,00
8	Ponta Grossa	1,0000	- 8,50	-39,00	-5,00
9	Comprido	0,9718	- 9,91	-84,00	-38,00
10	Siderópolis	1,0217	-16,81	-73,00	-46,30
11	Curitiba-500	0,9502	- 6,51	0,00	0,00
12	Curitiba-230	0,9746	- 9,31	-119,00	- 9,00
13	Joinville	0,9498	-17,00	-228,00	-64,00
14	Blumenau	0,9675	-17,82	-105,00	-36,00

Tabela 5.4 - Limites de Produção de Potência Ativa nas Barras de Geração.

Barra Nº	Potência Ativa (MW)	
	Mínimo	Máximo
1	233,00	2457,00
2	120,00	550,00
3	21,00	280,00
4	46,00	480,00

Obs.: Estes limites variam dependendo do número de unidades geradoras (associadas a uma dada barra) que estão em linha.

Tabela 5.5 - Características Técnico-econômicas das Barras de Geração.

Barra Nº	TTC (MW/min)	TPC (MW/min)	Custo de Geração (\$/MWh)
1	30,0	30,0	1,2
2	30,0	30,0	1,1
3	30,0	30,0	1,0
4	3,0	3,0	2,0

Obs.: As barras 1, 2 e 3 representam unidades hidroelétricas e a barra 4 representa unidades termoelétricas (Jorge Lacerda I, II e III).

Tabela 5.6 - Valores das Variações possíveis de Produção de Potência Ativa nas Barras de Geração.

Barra Nº	Potência Ativa (MW)		
	Atual	Mínima	Máxima
1	617,97	557,97	677,97
2	342,97	282,97	402,97
3	280,00	220,00	280,00
4	347,52	341,52	353,52

Obs.: Estes valores correspondem às limitações físicas do grupo de unidades de produção associado a cada barra de geração, isto é, a capacidade de resposta do grupo gerador de cada barra, e são calculados conforme mostrados no Capítulo 2, item 2.4.

Neste trabalho admite-se que o intervalo de tempo disponível para que as modificações no plano de produção, sugeridas pelo despacho, sejam implementadas é de 2,0 minutos.

Tabela 5.7 - Valores dos Racionamentos de Potência Ativa disponíveis nas Barras de Carga

Barra Nº	Potência Ativa de Carga (MW)	
	Consumo Atual	Racionamento Máximo
2	271,0	135,5
3	111,0	55,5
4	64,0	32,0
5	93,0	46,5
7	358,0	179,0
8	39,0	19,5
9	84,0	42,0
10	73,0	36,5
12	119,0	59,5
13	228,0	114,0
14	105,0	52,5

Obs.: Foram considerados racionamentos de potências iguais em todas as barras de carga, admitindo-se um racionamento de 50% para cada barra.

Tabela 5.8 - Limites Térmicos de Carregamento de Potência aparente nos ramos.

Ramo Nº	Limites Máximos (MVA)	
	Estado Normal	Estado de Emergência
1	1400	1600
2	1100	1636
3	264	558
4	264	558
5	264	558
6	264	558
7	264	558
8	264	424
9	132	279
10	132	212
11	132	279
12	202	202
13	202	202
14	1400	1600
15	264	558
16	264	424

Obs.: Os limites relativos ao estado de emergência não foram utilizados no programa.

Tabela 5.9 - Limites Máximos de Trânsitos de Potência Ativa nos Ramos.

Ramo Nº	Limites Máximos (MW)	
	Estado Normal	Estado de Emergência
1	1399,43	1599,50
2	1089,56	1629,00
3	261,41	556,78
4	259,94	556,09
5	262,29	557,19
6	263,46	557,74
7	262,49	557,29
8	250,37	415,65
9	129,62	277,88
10	127,42	209,18
11	130,75	278,41
12	199,35	199,35
13	201,93	201,93
14	1399,83	1599,85
15	263,98	557,99
16	255,28	418,63

Obs.: Os limites máximos de trânsito de potência ativa nos ramos do sistema são calculadas pela seguinte expressão [15]:

$$T_j^{\max} = [(F_j^{\max})^2 - (FR_j^0)^2]^{1/2} \quad j = 1, NL \quad (5.1)$$

Onde:

F_j^{\max} = fluxo de potência aparente máximo no ramo j , para o sistema em regime normal ou em regime de emergência.

FR_j^O = fluxo de potência reativo no ramo j para o caso base.

T_j^{\max} = fluxo de potência ativo máximo admitido para o ramo j .

NL = número de ramos do sistema.

Tabela 5.10 - Perdas diferenciais de potência: ativa associada a cada barra do sistema.

Valores representativos do caso base.

Barra Nº	Perda Diferencial
1	1,000
2	1,026
3	1,090
4	1,067
5	1,079
6	0,998
7	1,208
8	1,031
9	1,033
10	1,088
11	1,025
12	1,027
13	1,085
14	1,092

Obs.: As perdas diferenciais foram calculadas conforme mostrado no Capítulo 2, item 2.3.2, sendo que a perda diferencial da barra 1 (barra de referência) foi fixada como sendo de valor 1,0.

Tabela 5.11 - Lista de Sobrecargas Reais.

Sobrecarga Nº	Equipamento	Carregamento
1	Ramo 11	100,00
2	Ramo 15	100,01

Obs.: Foi estabelecido como critério para o reconhecimento de sobrecargas reais a constatação de que um determinado equipamento ultrapassou 95% de sua capacidade nominal.

Tabela 5.12 - Lista de sobrecargas potenciais associadas às contingências em estudo.

Caso Nº	Descrição do Caso	Sobrecargas	
		Equipamento	%
1	Remoção do Ramo 1 (trafo)	Ramo 11	23,13
		Ramo 15	7,39
2	Remoção do Ramo 2	Ramo 6	7,90
		Ramo 9	60,90
		Ramo 10	80,23
3	Remoção do Ramo 3	Ramo 7	35,24
		Ramo 11	115,68
		Ramo 15	53,23
4	Remoção do Ramo 4	Ramo 7	7,82
		Ramo 11	60,63
		Ramo 15	25,96
5	Remoção do Ramo 5	Ramo 11	44,55
		Ramo 15	18,00

Tabela 5.12 - Continuação

Caso	Descrição do Caso	Sobrecargas	
		Equipamento	%
6	Remoção do Ramo 6	Ramo 7	64,20
		Ramo 11	173,80
		Ramo 15	82,02
7	Remoção do Ramo 7	Ramo 3	35,80
		Ramo 4	8,88
		Ramo 6	63,59
		Ramo 8	13,24
8	Remoção do Ramo 8	Ramo 7	8,01
		Ramo 11	61,01
		Ramo 15	26,15
9	Remoção do Ramo 11 (trafo)	Ramo 3	7,88
		Ramo 6	35,88
10	Remoção do Ramo 13	Ramo 11	2,67
11	Remoção do Ramo 14	Ramo 6	7,90
		Ramo 9	60,90
		Ramo 10	80,23
12	Remoção do Ramo 15	Ramo 3	54,74
		Ramo 4	27,92
		Ramo 5	18,76
		Ramo 6	82,38
		Ramo 8	33,00
13	Remoção de uma linha do Ramo 3	Ramo 3	4,28
		Ramo 11	11,44
		Ramo 15	1,59
14	Remoção de uma linha do Ramo 4	Ramo 11	5,88
15	Remoção de uma linha do Ramo 5	Ramo 11	2,36
16	Remoção de uma linha do Ramo 6	Ramo 6	48,76
		Ramo 11	23,93
		Ramo 15	7,78

Tabela 5.12 - Continuação

Caso Nº	Descrição do Caso	Sobrecargas	
		Equipamentos	%
17	Remoção de uma linha do Ramo 7	Ramo 7	50,44
18	Remoção de uma linha do Ramo 8	Ramo 11	7,14
19	Remoção de uma linha do Ramo 15	Ramo 15	80,51
20	Remoção de uma unidade geradora de 175 MW da barra 2	Ramo 11 Ramo 15	15,77 3,74
21	Remoção de uma unidade geradora de 30 MW da barra 3	Ramo 11	6,51
22	Remoção de uma unidade geradora de 125 MW da barra 4	Ramo 15	30,33

Obs.: Esta lista é obtida através dos resultados fornecidos pela função Análise de Contingências, aqui simulada por um fluxo de carga linearizado.

5.3 - Resultados da Aplicação do Despacho de Segurança

A seguir apresentam-se os resultados obtidos da aplicação do DS para a eliminação das sobrecargas reais e potenciais apresentadas nas Tabelas 5.11 e 5.12.

Tabela 5.13 - Resultados do Despacho de Segurança.

Caso	Geração (MW)				Carga (MW)				
	Nº	Barra	Atual	Requerida	Desvio	Barra	Atual	Requerida	Desvio
1	1	1	617,97	557,97	-60,00	7	358,00	303,93	-54,07
	2	2	342,97	344,02	1,05				
	4	4	347,52	341,52	-6,00				
2	Solução Impossível								
3	Solução Impossível								
4	Solução Impossível								
5	1	1	617,97	622,13	4,16	3	111,00	55,50	-55,50
	2	2	342,97	282,97	-60,00				
	4	4	347,52	341,52	- 6,00				
6	Solução Impossível								
7	Solução Impossível								
8	Solução Impossível								
9	1	1	617,97	637,08	19,11	7	358,00	263,46	-94,54
	2	2	342,97	282,97	-60,00				
	3	3	280,00	220,00	-60,00				
	4	4	347,52	341,52	- 6,00				
10	1	1	617,97	583,39	-34,58				
	2	2	342,97	402,97	60,00				
	3	3	280,00	261,12	-18,88				
	4	4	347,52	341,52	- 6,00				

Tabela 5.13 - Continuação

Caso	Geração (MW)				Carga (MW)			
	Barra	Atual	Requerida	Desvio	Barra	Atual	Requerida	Desvio
11	Solução Impossível							
12	Solução Impossível							
13	1	617,97	557,97	-60,00	3	111,00	104,03	- 6,97
	2	342,97	348,30	41,33	7	358,00	344,42	-13,58
	4	347,52	341,52	- 6,00				
14	1	617,97	581,19	-36,78				
	2	342,97	402,97	60,00				
	3	280,00	263,14	-16,86				
	4	347,52	341,52	- 6,00				
15	1	617,97	580,61	-37,36				
	2	342,97	402,97	60,00				
	3	280,00	263,68	-16,32				
	4	347,52	341,52	- 6,00				
16	1	617,97	623,58	5,61	7	358,00	262,48	-95,52
	2	342,97	294,98	-47,99				
	3	280,00	220,00	-60,00				
	4	347,52	341,52	- 6,00				
17	Solução Impossível							
18	1	617,97	559,76	-58,21	7	358,00	355,47	- 2,53
	2	342,97	402,97	60,00				
	4	347,52	341,52	- 6,00				
19	Solução Impossível							
20	1	617,97	611,95	- 6,02				
	2	342,97	375,00	32,03				
	3	280,00	261,24	-18,76				
	4	347,52	341,52	- 6,00				

Tabela 5.13 - Continuação

Caso	Geração (MW)				Carga (MW)			
	Nº	Barra	Atual	Requerida	Desvio	Barra	Atual	Requerida
21	1	617,97	596,05	-21,92				
	2	342,97	402,97	60,00				
	3	280,00	249,50	-30,50				
	4	347,52	341,52	- 6,00				
22	1	617,97	596,05	-21,92				
	2	342,97	402,97	60,00				
	3	280,00	249,50	-30,50				
	4	347,52	341,52	- 6,00				

NOTA: Os resultados obtidos pelo DS são numericamente iguais aos obtidos na referência |47|.

Tabela 5.14 - Tempo de Execução

Caso Nº	Número de Iterações	Tempo de Execução (seg.)
1	17	1,293
2	12	0,090
3	10	0,057
4	12	0,060
5	15	1,270
6	10	0,057
7	10	0,070
8	19	0,437
9	17	0,963
10	21	1,167
11	12	0,067
12	9	0,047
13	20	1,023
14	20	1,073

Tabela 5.14 - Continuação

Caso Nº	Número de Iterações	Tempo de Execução (seg.)
15	21	1,023
16	20	1,207
17	10	0,043
18	21	1,043
19	15	0,063
20	20	1,047
21	21	1,047
22	20	0,997

Análise dos Resultados

Foram analisados 22 casos, dos quais 10 casos não apresentaram solução (solução impossível). Isto foi devido provavelmente a que:

- O ponto de operação do sistema exemplo a partir do qual foram realizados os estudos (caso base), já é um ponto bastante crítico, pois apresenta sobrecargas reais em dois ramos (ramos 11 e 15), fazendo com que pelo menos uma das sobrecargas potenciais, ocasionadas pelas contingências associadas aos casos que não apresentaram solução, fosse elevada.

- Não foram considerados no estudo, os limites de emergência para os trânsitos de potência ativa nos ramos do sistema, de modo a forçar o sistema a trabalhar dentro dos limites normais de trânsito.
- O intervalo de tempo disponível para implementar as modificações sugeridas pelo despacho foi de 2,0 minutos, podendo ser aumentado dependendo da situação de operação e da experiência do operador, aumentado assim, os limites das variações possíveis de produção de potência ativa nas barras de geração.
- Não foi admitida a possibilidade de alívio de carga total nas barras de carga do sistema. Quando esta possibilidade foi admitida, somente o caso 19 não apresentou solução.

Os tempos médios de execução e o número médio de iterações para a pesquisa das soluções, foram os seguintes:

- Solução de contingência de ramo:
 Tempo de execução obtido neste trabalho:
 1,118 segundos
 Número de iterações: 19 iterações
 Tempo de Execução obtidos na ref. |47|:
 29,00 segundos
- Solução de uma contingência de geração:
 Tempo de execução obtido neste trabalho:
 1,015 segundos

Número de iterações: 20 iterações
 Tempo de execução obtidos na ref. |47|:
 31,000 segundos.

- Solução impossível para uma dada contingência:

Tempo de execução obtido neste trabalho:
 0,099 segundos
 Número de iterações: 12 iterações
 Tempo de execução obtidos na ref. |47|:
 32,500 segundos.

O caso 8, foi o único caso no qual a primeira solução encontrada não satisfaz algumas das restrições de trânsitos que foram relaxadas e por tal motivo, o programa teve que refazer o problema, incluindo estas restrições, ocasionando um aumento no número de iterações e no tempo de solução. Não foi encontrada solução possível para este caso.

A diferenças entre os tempo de execução utilizados nos casos que apresentaram soluções e nos casos em que não foi encontrada solução possível, deve-se ao fato de que, quando é encontrada uma solução possível, o algoritmo exige a verificação da parte reativa, o que foi feito com o auxílio de um fluxo de carga convencional. Já nos casos em que não foi achada nenhuma solução, não é necessário e nem é possível fazer esta verificação.

5.4 - Resultados da Aplicação do Despacho Econômico

A aplicação do programa do Despacho Econômico no sistema exemplo foi realizado somente com o intuito de avaliar o desempenho do mesmo, já que o sistema apresenta sobrecargas re

ais, o que deveria levar o operador a dispensar esta opção e utilizar somente o Despacho de Segurança. Para uma melhor avaliação, são analisados 6 casos com diferentes custos de geração nas barras de geração hidráulica (barra 1, 2 e 3), mantendo constante o custo de geração na barra 4 (barra de geração térmica).

A seguir apresenta-se os resultados obtidos da aplicação do programa do DE aos 6 casos mencionados.

Tabela 5.15 - Resultados do Despacho Econômico

Caso Nº	Barra Geração (MW)				
	Nº	Custo (\$/MWh)	Atual	Requerido	Desvio
1	1	1,0	617,97	677,97	60,00
	2	1,1	342,97	354,45	11,48
	3	1,2	280,00	220,00	-60,00
	4	2,0	247,52	341,52	- 6,00
2	1	1,0	617,97	677,97	60,00
	2	1,2	342,97	290,73	-52,24
	3	1,1	280,00	280,00	0,00
	4	2,0	347,52	341,52	- 6,00
3	1	1,1	617,97	628,20	10,23
	2	1,0	342,97	402,97	60,00
	3	1,2	280,00	220,00	-60,00
	4	2,0	347,52	341,52	- 6,00
4	1	1,1	617,97	677,97	60,00
	2	1,2	342,97	290,73	-52,24
	3	1,0	280,00	280,00	0,00
	4	2,0	347,52	341,52	-6,00
5	1	1,2	617,97	562,82	-55,15
	2	1,0	342,97	402,97	60,00
	3	1,1	280,00	280,00	0,00
	4	2,0	347,52	341,52	- 6,00
6	1	1,2	617,97	562,82	-55,15
	2	1,1	342,97	402,97	60,00
	3	1,0	280,00	280,00	0,00
	4	2,0	347,52	341,52	- 6,00

Tabela 5.16 - Outros Resultados do Despacho Econômico

Caso Nº	Custo total de Produção (\$/h)		Economia Resultante		Ramos que apresentaram Sobrecargas
	Inicial	Final	(\$/h)	%	
1	2026,28	2014,90	11,38	0,56	Ramo 11 - 9,59% Ramo 15 - 3,34%
2	2032,57	2017,88	14,69	0,72	Ramo 11 - 3,42%
3	2053,78	2041,02	12,76	0,62	Ramo 11 - 5,90% Ramo 15 - 1,29%
4	2066,37	2057,68	8,69	0,42	Ramo 11 - 3,42%
5	2087,52	2069,39	18,13	0,87	NENHUM
6	2093,87	2081,69	12,18	0,58	NENHUM

NOTA: Os resultados obtidos pelo DE são numericamente iguais aos obtidos na referência |47|.

Tabela 5.17 - Tempos de Execução

Caso Nº	Tempos de Execução obtidos neste Trabalho (seg)	Número de Iterações	Tempos de Execução obtidos na referência 47 (seg)
1	0,150	7	8,38
2	0,150	6	8,61
3	0,147	6	8,31
4	0,157	5	8,32
5	0,010	5	8,32
6	0,007	5	8,37

Análise dos Resultados

Os 4 primeiros casos apresentaram uma solução insegura. Isto se deve ao fato de que os ramos 11 e 15 já estavam com o máximo de suas capacidades de transmissão de potência ativa utilizadas.

Nos 2 últimos casos, os resultados obtidos não ocasionam nenhuma sobrecarga, devido ao fato de que houve uma melhor distribuição dos fluxos de potência ativa nos ramos do sistema.

As diferenças entre os tempos de solução utilizados nos casos que apresentaram soluções seguras (casos 5 e 6) e nos casos cujas soluções encontradas são inseguras (casos 1, 2, 3 e 4), é devido a que quando a solução encontrada é segura, é necessário realizar a verificação da parte reativa. Já para os casos cuja solução é insegura não é necessário realizar esta verificação, pois o aparecimento de qualquer sobrecarga para uma determinada solução, deve inviabilizar a sua implementação, já que sacrificaria a segurança do sistema.

Em todos os casos, aquelas barras de geração hidráulicas (barras 1, 2 e 3) para as quais foram fixados os custos de geração menores (\$ 1,0 e \$ 1,1) aumentaram sua geração, com exceção da barra 3, a qual já estava com sua capacidade máxima de produção. As barras que receberam o maior custo de produção diminuíram a sua geração.

Em todos os casos houve uma melhoria do custo total de produção, sendo a economia resultante (por hora) pequena em relação ao caso base, isto porque as variações de custos entre as barras de geração, foram tomadas bem pequenas.

Os tempos médios de solução e o número médio de iterações necessários para a pesquisa das soluções foram os seguintes:

- Soluções Inseguras

Tempo de execução: 0,151 segundos

Número de iterações: 6 iterações

- Soluções Seguras

Tempo de execução: 1,008 segundos

Número de iterações: 5 iterações

5.5 - Conclusões

Os resultados apresentados neste Capítulo tiveram a finalidade de avaliar o comportamento do algoritmo da DGTR aqui desenvolvido, mostrando a eficiência conseguida com os métodos e técnicas de otimização utilizadas.

Mostrou-se também, como o DS atua no sentido de levar o ponto de operação do sistema, do estado de operação normal-alerta (inseguro) para o estado de operação normal-seguro, e como o DE atua no sentido de manter o ponto de operação no estado normal-seguro, minimizando o custo total de produção.

CAPÍTULO VI

APLICAÇÃO DO PROGRAMA A UM SISTEMA

REAL E ANÁLISE DOS RESULTADOS

6.1 - Introdução

Neste capítulo, apresenta-se e analisa-se os resultados obtidos da aplicação do programa do DGTR a um sistema de potência cujo diagrama unifilar é mostrado na figura 6.1, o qual é um equivalente estático de uma possível configuração do sistema do Sul do Brasil e constitui-se de 10 geradores, 45 barras e 57 ramos.

6.2 - Dados e comentários

Os dados necessários para a aplicação do programa do DGTR no sistema da figura 6.1 são apresentados neste item. Alguns dados foram cedidos pelas Centrais Elétricas do Sul do Brasil (ELETROSUL), outros foram obtidos da ref. [50], e outros foram determinados partindo de dados fornecidos de outros sistemas e adaptados ao sistema da figura 6.1.

Na tabela 6.1 apresenta-se os parâmetros dos ramos do sistema. Dados obtidos da ref. [50].

As tabelas 6.2 e 6.3 mostram as condições de operação do sistema para o caso base, obtidas através do programa Power Mode, existente na biblioteca de programas do Núcleo de

Processamento de Dados da UFSC.

A tabela 6.4 mostra os limites (nominais) máximos e mínimos de produção de potência ativa nas barras de geração (dados cedidos pela ELETROSUL). Já a tabela 6.5, apresenta as características técnico-econômicas associadas às barras de geração.

Na tabela 6.6 são dados os limites possíveis de produção de potência ativa nas barras, calculados conforme foi mostrado no item 2.4.

Na tabela 6.7 são apresentados os valores dos racionamentos de carga permissível nas barras de carga. São apresentados os valores para racionamentos de 50%, 40%, 30%, 20% e 10%, para todas as barras de carga.

As tabelas 6.8 e 6.9 apresentam, respectivamente, os limites máximos para os trânsitos de potência aparente e de potência ativa nos ramos, para os estados de operação normal e de emergência.

Os valores das perdas diferenciais de potência ativa associadas a todas as barras do sistema são mostrados na tabela 6.10.

Finalmente, a lista de sobrecargas potenciais associadas às contingências em estudo, é apresentada na tabela 6.1, mostrando a percentagem de sobrecarga dos equipamentos.

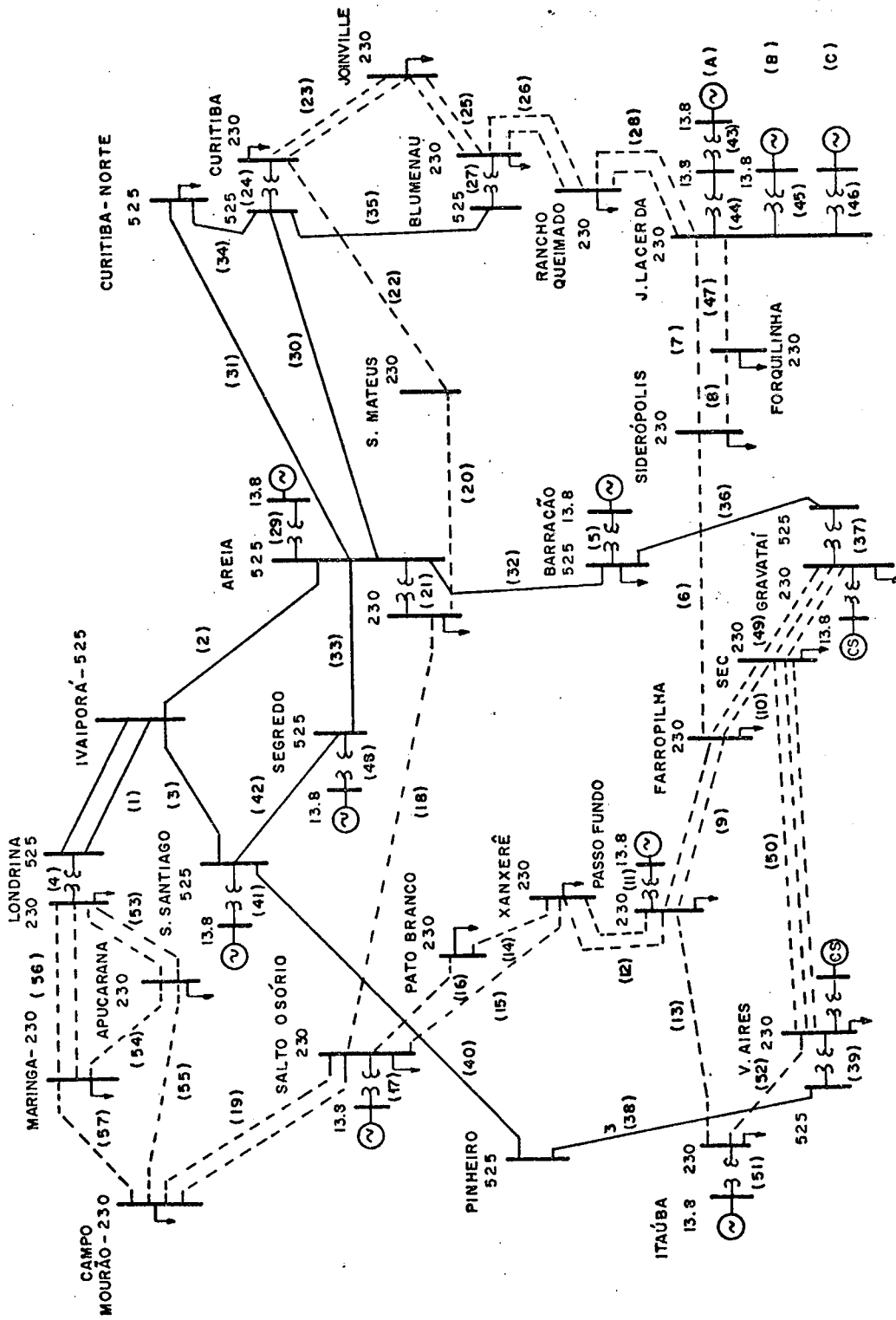


Figura 6.1 - Diagrama Unifilar do Sistema de 10 Geradores.

Tabela 6.1 - Parâmetros dos Ramos do Sistema

Ramo Nº	Da Barra	Para Barra	Resistência (PU)	Reatância (PU)	Susceptância (PU)
1	343	344	0,0350	0,7250	3,3220
2	343	382	0,1800	2,2700	2,2721
3	343	391	0,1400	2,0400	2,4475
4	344	431	0,0000	0,6300	0,0000
5	366	386	0,0000	1,3600	0,0000
6	367	368	3,8600	19,8500	0,3400
7	367	396	0,9600	4,9100	0,0842
8	367	437	0,3300	1,6700	0,2859
9	368	370	2,3150	11,8900	0,8168
10	368	399	0,8850	4,5500	0,3170
11	369	370	0,0000	4,6000	0,0000
12	370	371	0,8150	4,1750	0,2880
13	370	408	2,5000	15,4800	0,4690
14	371	372	1,6300	8,3500	0,1440
15	371	374	3,1600	16,2100	0,2784
16	372	374	1,5300	8,6100	0,1344
17	373	374	0,0000	1,1400	0,0000
18	374	375	3,0600	15,2300	0,2702
19	374	433	1,7200	8,8000	0,6080
20	375	376	2,4500	12,5600	0,2041
21	375	382	0,0000	3,0000	0,0000
22	376	377	0,8800	4,1500	0,5211
23	377	378	0,9100	4,6750	0,3190
24	377	383	0,0000	0,6200	0,0000
25	378	379	0,7700	3,8800	0,2700
26	379	380	1,0800	5,5250	0,3726
27	379	385	0,0000	0,6200	0,0000
28	380	396	0,9000	4,6000	0,3106
29	381	382	0,0000	0,6700	0,0000
30	382	383	0,1900	2,8000	3,3576
31	382	384	0,1900	2,7400	3,2867
32	382	386	0,1400	1,9500	2,3968

Tabela 6.1 - Continuação

Ramo Nº	Da Barra	Para Barra	Resistência (PU)	Reatância (PU)	Susceptância (PU)
33	382	398	0,0500	0,7000	0,8392
34	383	384	0,0500	0,6900	0,8216
35	383	385	0,1200	1,7500	2,0970
36	386	387	0,2100	3,0900	3,7183
37	387	402	0,0000	0,6200	0,0000
38	388	389	0,2200	3,0000	3,8300
39	388	414	0,0000	0,6200	0,0000
40	389	391	0,1400	1,9500	2,3970
41	390	391	0,0000	1,1400	0,0000
42	391	398	0,0500	0,7000	0,8392
43	392	393	0,0000	8,7100	0,0000
44	393	396	0,0000	5,9000	0,0000
45	394	396	0,0000	7,0100	0,0000
46	395	396	0,0000	4,5000	0,0000
47	396	437	1,2900	6,5700	0,1128
48	397	398	0,0000	0,6800	0,0000
49	399	402	0,0697	0,3582	0,0668
50	399	414	0,6073	3,1612	0,5236
51	407	408	0,0000	3,3600	0,0000
52	408	414	2,0200	11,2900	0,2062
53	430	431	0,5199	2,6815	0,1905
54	430	432	1,1000	11,8400	0,2027
55	430	433	2,2900	11,7400	0,2027
56	431	432	0,8600	4,4200	0,2868
57	432	433	1,8100	9,2900	0,1607

Obs.: Os dados dos ramos que representam linhas em paralelo, são os equivalentes destas linhas. Dos 57 ramos que formam o sistema, 11 representam linhas duplas (ramos 1, 9, 10, 12, 19, 23, 25, 26, 28, 53 e 56) e 2 representam linhas triplas (ramos 49 e 50). A base adotada é de 100 MVA.

Tabela 6.2 - Condições de Operação do Sistema.

Valores representativos do caso base.

Barra Nº	Tipo	Geração		Carga		Capacitor ou Reator (MVAR)
		Ativa (MW)	Reativa (MVAR)	Ativa (MW)	Reativa (MVAR)	
366	PV	650,00	-26,30	0,00	0,00	0,00
369	PV	215,00	70,70	0,00	0,00	0,00
373	PV	1050,00	151,10	0,00	0,00	0,00
381	PV	1110,00	-10,70	0,00	0,00	0,00
390	PV	1325,00	-44,70	0,00	0,00	0,00
392	PV	90,00	45,30	0,00	0,00	0,00
394	PV	120,00	54,20	0,00	0,00	0,00
395	PV	241,00	89,50	0,00	0,00	0,00
397	REF	1357,50	-55,70	0,00	0,00	0,00
407	PV	490,00	87,70	0,00	0,00	0,00
367	PQ	0,00	0,00	177,00	68,00	0,00
376	PQ	0,00	0,00	130,00	29,40	0,00
384	PQ	0,00	0,00	368,00	69,60	-150,00
385	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
387	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	-150,00
388	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	-150,00
389	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	-150,00
393	PQ	0,00	0,00	126,00	39,80	0,00
437	PQ	0,00	0,00	90,10	55,30	0,00
372	PQ	0,00	0,00	46,00	14,70	0,00
375	PQ	0,00	0,00	279,00	60,70	0,00
386	PQ	0,00	0,00	174,00	-8,20	-100,00
398	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
408	PQ	0,00	0,00	403,60	134,90	0,00
344	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
371	PQ	0,00	0,00	126,00	47,00	0,00
377	PQ	0,00	0,00	427,00	-25,00	0,00
378	PQ	0,00	0,00	310,00	141,00	0,00

Tabela 6.2 - Continuação

Barra Nº	Tipo	Geração		Carga		Capacitor ou Reator (MVAR)
		Ativa (MW)	Reativa (MVAR)	Ativa (MW)	Reativa (MVAR)	
380	PQ	0,00	0,00	117,00	53,10	0,00
383	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	-150,00
391	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
430	PQ	0,00	0,00	262,00	13,20	0,00
432	PQ	0,00	0,00	184,00	60,20	0,00
433	PQ	0,00	0,00	139,00	53,70	0,00
343	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	-200,00
368	PQ	0,00	0,00	190,70	42,00	0,00
379	PQ	0,00	0,00	424,00	90,60	0,00
402	PQ	0,00	0,00	612,00	-455,00	0,00
414	PQ	0,00	0,00	393,00	-111,00	0,00
431	PQ	0,00	0,00	229,00	183,00	0,00
370	PQ	0,00	0,00	171,00	18,50	0,00
374	PQ	0,00	0,00	281,00	56,50	0,00
382	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
396	PQ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
399	PQ	0,00	0,00	813,00	110,00	0,00

Obs.: A barra 397 foi escolhida como barra de referência.

Tabela 6.3 - Valores de tensões e injeções nas barras do sistema.

Valores representativos do caso base.

Barra Nº	Nome	Tensões		Injeções	
		Módulo (PU)	Ângulo (Graus)	Ativa (MW)	Reativa (MVAR)
366	Barracão - 13.8	1,020	-11,0	650,00	-26,30
369	P. Fundo - 13.8	1,040	-16,8	215,00	70,70
373	S. Osório - 13.8	1,020	5,1	1050,00	-151,10
381	F. Areia - 13.8	1,022	-6,2	1110,00	-10,70
390	S. Santiago - 13.8	1,018	3,2	1325,00	-44,70
392	J. Lacerda A - 13.8	1,030	-29,2	90,00	45,30
394	J. Lacerda B - 13.8	1,030	-27,6	120,00	54,20
395	J. Lacerda C - 13.8	1,030	-26,3	241,00	89,50
397	Segredo - 13.8	1,020	0,0	1357,50	-55,70
407	Itaubá - 13.8	1,000	-15,5	490,00	87,70
367	Siderópolis - 230	0,965	-36,6	-177,00	-68,00
376	S. Mateus - 230	0,972	-25,7	-130,00	-29,40
384	Cur. Norte - 525	0,984	-22,1	-368,00	-69,60
385	Blumenau - 525	0,965	-29,5	0,00	0,00
387	Gravataí - 525	1,030	-32,6	0,00	0,00
388	V. Aires - 525	1,032	-26,0	0,00	0,00
389	Pinheiro - 525	1,037	-13,3	0,00	0,00
393	J. Lacerda - 138	0,995	-33,6	-126,00	-39,80
437	Forquilha - 230	0,963	-36,4	-90,10	-55,30
372	P. Branco - 230	0,985	-10,8	-46,00	-14,70
375	Areia - 230	0,997	-14,9	-279,00	-60,70
386	Barracão - 525	1,027	-15,8	-174,00	8,20
398	Segredo - 525	1,028	-5,1	0,00	0,00
408	Itaubá - 230	0,986	-22,2	-403,60	134,90
344	Londrina - 525	1,024	-13,1	0,00	0,00
371	Xanxerê - 230	0,986	-17,7	-126,00	-47,00
377	Curitiba - 230	0,979	-26,1	-427,00	25,00
378	Joinville - 230	0,923	-33,0	-310,00	-141,00
380	R. Queimado - 230	0,967	-33,7	-117,00	-53,10

Tabela 6.3 - Continuação

Barra Nº	Nome	Tensões		Injeções	
		Módulo (PU)	Ângulo (Graus)	Ativa (MW)	Reativa (MVAR)
383	Curitiba - 525	0,982	-23,6	0,00	0,00
391	S. Santiago - 525	1,034	-5,1	0,00	0,00
430	Apucarana - 230	0,989	-18,4	-262,00	-13,20
432	Maringá - 230	0,977	-18,2	-184,00	-60,20
433	C. Mourão - 230	0,970	-14,7	-139,00	-53,70
343	Ivaiporã - 525	1,033	-10,9	0,00	0,00
368	Farroupilha - 230	1,010	-36,3	-190,70	-42,00
379	Blumenau - 230	0,957	-31,6	-424,00	-90,60
402	Gravataí - 230	1,042	-35,9	-612,00	455,00
414	V. Aires - 230	1,038	-28,5	-393,30	111,00
431	Londrina - 230	1,008	-15,1	-229,00	-183,00
370	P. Fundo - 230	1,013	-22,2	-171,00	-18,50
374	S. Osório - 230	1,010	-1,5	-281,00	-56,50
382	Areia - 525	1,025	-10,2	0,00	0,00
396	J. Lacerda - 230	0,996	-32,3	0,00	0,00
399	CECI - 230	1,032	-36,5	-813,00	-110,00

Obs.: Os dados da tabela 6.2 e 6.3 foram obtidos com o auxílio de um programa de fluxo de potência (Power Mode) encontrado na biblioteca do Núcleo de Processamento de Dados da UFSC. Este programa utiliza o método de Newton Raphson, sendo que é inicializado por uma interação da técnica de Gauss-Seidel.

Tabela 6.4 - Limites de Produção de Potência Ativa nas Barras
de Geração

Barra Nº	Potência Ativa (MW)	
	Mínima	Máxima
366	130,00	748,00
369	40,00	220,00
373	110,00	1050,00
381	250,00	2508,00
390	216,00	1998,00
392	40,00	92,00
394	40,00	122,00
395	100,00	245,00
397	245,00	2100,00
407	60,00	500,00

Obs.: Estes valores são reais e foram cedidos pela ELETROSUL.

Tabela 6.5 - Características Técnico-Econômicas das Barras de Geração

Barra Nº	TTC (MW/min)	TPC (MW/min)	Custo de Geração (\$/MWh)
366	93,50	93,50	8,57
369	55,00	55,00	8,57
373	87,50	87,50	8,57
381	209,00	209,00	8,57
390	166,00	166,50	8,57
392	4,00	4,00	16,71
394	4,00	4,00	16,71
395	4,00	4,00	16,71
397	175,00	175,00	8,57
407	62,50	62,50	8,57

Obs.: Os valores referentes às barras de geração termoeleétrica (barras 392, 394 e 395) são valores reais. No caso das barras de geração hidroelétrica (barras 366, 369, 373, 381, 390, 397 e 407) os valores apresentados foram estimados.

Os custos de produção das barras de geração hidroelétricas aqui apresentados, representam os custos para a condição dos reservatórios com níveis altos. Posteriormente estes valores são modificados, simulando diferentes condições dos reservatórios.

Tabela 6.6 - Valores das Variações Possíveis de Produção de Potência Ativa nas Barras de Geração

Barra Nº	Potência Ativa (MW)		
	Atual	Mínima	Máxima
366	650,00	463,00	748,00
369	215,00	105,00	220,00
373	1050,00	875,00	1050,00
381	1110,00	692,00	1528,00
390	1325,00	992,00	1658,00
392	90,00	82,00	92,00
394	120,00	112,00	122,00
395	241,00	233,00	245,00
397	1357,50	1007,50	1707,50
407	490,00	165,00	500,00

Obs.: Admite-se que o intervalo de tempo disponível para que as modificações no programa de produção, sugeridas pelo despacho, sejam implementadas, é de 2,0 minutos.

Tabela 6.7 - Valores dos racionamentos de potência ativa disponíveis nas barras de carga

Barra Nº	Potência ativa de carga (MW)					
	Consumo Atual	Racionamento máximo				
		50%	40%	30%	20%	10%
367	177,00	88,50	70,80	53,10	35,40	17,70
376	130,00	65,00	52,00	39,00	26,00	13,00
384	368,00	184,00	147,20	110,40	73,60	36,80
393	126,00	63,00	50,40	37,80	25,20	12,60
437	90,10	45,05	36,04	27,03	18,02	9,01
372	46,00	23,00	18,40	13,80	9,20	4,60
375	279,00	139,50	111,60	83,70	55,80	27,90
386	174,00	87,00	69,60	52,20	34,80	17,40
408	403,60	201,80	161,44	121,08	80,72	40,36
371	126,00	63,00	50,40	37,80	25,20	12,60
377	427,00	213,50	170,80	128,10	85,40	42,70
378	310,00	155,00	124,00	93,00	62,00	31,00
380	117,00	58,50	46,80	35,10	23,40	11,70
430	262,00	131,00	104,80	78,60	52,40	26,20
432	184,00	92,00	73,60	55,20	36,80	18,40
433	139,00	69,50	55,60	41,70	27,80	13,90
368	190,70	95,35	76,28	57,21	38,14	19,07
379	424,00	212,00	169,60	127,20	84,80	42,40
402	612,00	306,00	244,80	183,60	122,40	61,20
414	393,30	196,65	157,32	117,99	78,66	39,33
431	229,00	114,50	91,60	68,70	45,80	22,90
370	171,00	85,50	68,40	51,30	34,20	17,10
374	281,00	140,50	112,40	84,30	56,20	28,10
399	813,00	406,50	325,20	243,90	162,60	81,30

Obs.: Devido à falta de informação a respeito dos racionamentos contratados, foram considerados 6 casos de racionamentos (50%, 40%, 30%, 20%, 10% e 0%) para todas as barras de carga do sistema.

Tabela 6.8 - Limites térmicos de carregamento de potência aparente nos ramos

Ramo Nº	Limites máximos (MVA)	
	Estado Normal	Estado de Emergência
1	3440,00	5400,00
2	1720,00	2700,00
3	1720,00	2700,00
4	1800,00	2160,00
5	810,00	1365,00
6	270,00	455,00
7	270,00	455,00
8	270,00	455,00
9	270,00	455,00
10	270,00	455,00
11	270,00	455,00
12	400,00	620,00
13	270,00	455,00
14	260,00	345,00
15	270,00	455,00
16	270,00	455,00
17	1200,00	1440,00
18	520,00	690,00
19	470,00	765,00
20	260,00	345,00
21	600,00	720,00
22	260,00	345,00
23	520,00	690,00
24	1800,00	2160,00
25	790,00	1145,00
26	540,00	910,00
27	1800,00	2160,00
28	540,00	900,00
29	3600,00	4320,00

Tabela 6.8 - Continuação

Ramo Nº	Limites máximos (MVA)	
	Estado Normal	Estado de Emergência
30	1720,00	2700,00
31	1720,00	2700,00
32	1720,00	2700,00
33	1720,00	2700,00
34	1720,00	2700,00
35	1720,00	2700,00
36	1720,00	2700,00
37	2400,00	2880,00
38	1720,00	2700,00
39	1200,00	1440,00
40	1720,00	2700,00
41	1800,00	1800,00
42	1720,00	2700,00
43	200,00	310,00
44	200,00	310,00
45	200,00	310,00
46	280,00	280,00
47	260,00	345,00
48	2700,00	2700,00
49	810,00	1365,00
50	780,00	1035,00
51	556,00	556,00
52	270,00	455,00
53	470,00	620,00
54	270,00	455,00
55	270,00	455,00
56	540,00	910,00
57	448,00	733,00

Obs.: Os limites relativos ao estado de emergência não foram utilizados de maneira a forçar o sistema a trabalhar dentro

dos limites normais de trânsito.

Nos casos de linhas duplas e triplas estão computadas todas as linhas.

Estes dados foram cedidos pelas Centrais Elétricas do Sul do Brasil (ELETROSUL).

Tabela 6.9 - Limites máximos de trânsito de potência ativa nos ramos

Ramo Nº	Limites máximos (MW)	
	Estado Normal	Estado de Emergência
1	3429,75	5393,48
2	1712,64	2695,32
3	1714,46	2696,48
4	1780,35	2143,66
5	805,88	1362,56
6	267,55	453,55
7	263,63	453,60
8	268,72	454,24
9	264,64	451,84
10	261,81	450,19
11	260,57	449,47
12	386,30	611,25
13	267,09	453,28
14	258,38	343,78
15	268,56	454,15
16	269,73	454,84
17	1190,45	1432,05
18	519,37	689,53
19	469,96	764,97
20	259,72	344,79
21	590,43	712,05
22	256,67	342,50
23	515,65	686,73
24	1798,91	2159,09
25	786,11	1142,32
26	538,23	908,95
27	1795,53	2156,28
28	536,10	897,67
29	3598,88	4319,07

Tabela 6.9 - Continuação

Ramo Nº	Limites máximos (MW)	
	Estado Normal	Estado de Emergência
30	1712,52	2695,24
31	1710,72	2694,10
32	1713,63	2695,95
33	1718,19	2698,85
34	1719,62	2699,76
35	1715,32	2697,02
36	1715,44	2697,10
37	2387,97	2869,98
38	1712,37	2695,15
39	1194,19	1435,16
40	1714,01	2696,19
41	1784,20	1784,20
42	1714,93	2696,77
43	194,79	306,67
44	199,97	309,98
45	192,51	305,22
46	265,30	265,30
47	258,35	343,76
48	2694,23	2694,23
49	780,62	1347,78
50	776,65	1032,48
51	549,04	549,04
52	261,77	450,16
53	468,98	619,23
54	269,27	454,57
55	267,94	453,78
56	537,31	908,41
57	447,31	732,58

Obs.: Estes valores foram calculados conforme a expressão 5.1.

Tabela 6.10 - Perdas diferenciais de potência ativa associadas a cada barra do sistema.

Valores representativos do caso base.

Barra Nº	Perda Diferencial
366	1,0349
369	1,0158
373	0,9050
381	1,0139
390	0,9990
392	1,0745
394	1,0745
395	1,0745
397	1,0000
407	1,0094
367	1,1063
376	1,0563
384	1,0460
385	1,0691
387	1,0892
388	1,0463
389	1,0169
393	1,0745
437	1,1049
372	0,9529
375	1,0063
386	1,0349
398	1,0000
408	1,0094
344	1,0161
371	0,9928
377	1,0505
378	1,0901
380	1,0853

Tabela 6.10 - Continuação

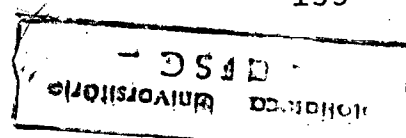
Barra Nº	Perda Diferencial
383	1,0505
391	0,9990
430	1,0365
432	1,0345
433	1,0038
343	1,0132
368	1,1022
379	1,0704
402	1,0913
414	1,0454
431	1,0154
370	1,0158
374	0,9050
382	1,0139
396	1,0745
399	1,0969

Obs.: O coeficiente de perda diferencial associada à barra 397
(barra de referência) foi fixado com o valor 1,0.

Tabela 6.11 - Lista de sobrecargas potenciais associadas às con
tigências em estudo

Caso Nº	Descrição do caso	Sobrecargas	
		Equipamento	%
1	Remoção do ramo 1	Ramo 19	73,21
		Ramo 55	18,20
2	Remoção do ramo 35	Ramo 23	34,70
3	Remoção do ramo 36	Ramo 9	31,50
		Ramo 10	15,46
		Ramo 39	16,63
		Ramo 50	44,57
4	Remoção do ramo 50	Ramo 9	16,00
5	Remoção de uma linha do ramo 9	Ramo 9	13,02
6	Remoção de uma linha do ramo 9 e de uma linha do ramo 10	Ramo 9	14,57
7	Remoção de uma linha do ramo 9 e de uma linha do ramo 12	Ramo 9	7,59
8	Remoção do ramo 55 e do ramo 57	Ramo 56	45,67
9	Perda de 650,00 MW de geração da barra 366	Ramo 33	2,03
10	Perda de 1050,00 MW de geração da barra 373	Ramo 21	0,97
		Ramo 33	11,82
11	Remoção do ramo 18 e perda de 1050,00 MW de geração da barra 373	Ramo 33	7,27
		Ramo 53	1,72
12	Remoção do ramo 32 e perda de 65,00 MW de geração da barra 366	Ramo 9	37,24
		Ramo 10	27,84
		Ramo 16	1,53
		Ramo 39	26,84
		Ramo 50	60,76

Obs.: As 3 primeiras contingências são consideradas pela ELETROSUL
como as mais possíveis de ocorrer e as mais severas. As res



tantes foram escolhidas para poder permitir avaliar melhor o programa no caso do sistema real.

6.3 - Resultados da aplicação do Despacho de Segurança

Os resultados obtidos da aplicação do Despacho de Segurança aos casos de contingências listados na tabela 6.11 são apresentados neste item. Foram analisados 12 casos, dos quais 5 são casos de contingências simples de ramos, 2 são casos de contingências de geração, 3 são casos de contingências duplas de ramo e 2 são casos de contingências de ramos e de geração.

Tabela 6.12 - Resultados do Despacho de Segurança
(acionamento de 50%)

Caso Nº	Geração (MW)				Carga (MW)			
	BARRA	ATUAL	REQUE- RIDA	DESVIO	BARRA	ATUAL	REQUE- RIDA	DESVIO
1	366	650,00	463,00	-187,00	430	262,00	193,96	-68,04
	369	215,00	105,00	-110,00	431	229,00	114,50	-114,50
	373	1050,00	1050,00	0,00	432	184,00	92,00	-92,00
	381	1110,00	847,00	-262,10	433	139,00	69,50	-69,50
	390	1325,00	1658,00	333,00				
	392	90,00	82,00	-8,00				
	394	120,00	112,00	-8,00				
	395	241,00	233,00	-8,00				
	397	1357,50	1597,96	240,46				
	407	490,00	165,00	-325,00				
2	366	650,00	748,00	98,00	378	310,00	155,00	-155,00
	369	215,00	220,00	5,00	379	424,00	379,52	-44,48
	373	1050,00	1050,00	0,00				
	381	1110,00	692,00	-418,00				
	390	1325,00	1658,00	333,00				
	392	90,00	92,00	2,00				
	394	120,00	122,00	2,00				
	395	241,00	245,00	4,00				
	397	1357,50	1106,88	-250,62				
	407	490,00	500,00	10,00				
3	366	650,00	573,11	-76,89	399	612,00	306,00	-306,00
	369	215,00	220,00	5,00	402	813,00	651,03	-161,97
	373	1050,00	1050,00	0,00				
	381	1110,00	1528,00	418,00				
	390	1325,00	992,00	-333,00				
	392	90,00	92,00	2,00				
	394	120,00	122,00	2,00				
	395	241,00	245,00	4,00				

Tabela 6.12 - Continuação

Caso Nº	Geração (MW)				Carga (MW)			
	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio
	397	1357,50	1007,50	-350,00				
	407	490,00	304,89	-185,11				
4	Solução impossível							
5	366	650,00	463,00	-187,00				
	369	215,00	105,00	-110,00				
	373	1050,00	1050,00	0,00				
	381	1110,00	791,98	-318,02				
	390	1325,00	1658,00	333,00				
	392	90,00	82,00	-8,00				
	394	120,00	112,00	-8,00				
	395	241,00	233,00	-8,00				
	397	1357,50	1707,50	350,00				
	407	490,00	461,09	-28,91				
6	Solução impossível							
7	366	650,00	463,00	-187,00				
	369	215,00	105,00	-110,00				
	373	1050,00	1050,00	0,00				
	381	1110,00	753,25	-356,75				
	390	1325,00	1658,00	333,00				
	392	90,00	82,00	-8,00				
	394	120,00	112,00	-8,00				
	395	241,00	233,00	-8,00				
	397	1357,50	1707,50	350,00				
	407	490,00	500,00	10,00				
8	Solução impossível							

Tabela 6.12 - Continuação

Caso Nº	Geração (MW)				Carga (MW)			
	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio
9	366	650,00	463,00	-187,00				
	369	215,00	105,00	-110,00				
	373	1050,00	1050,00	0,00				
	381	1110,00	783,75	-326,24				
	390	1325,00	1658,00	333,00				
	392	90,00	82,00	-8,00				
	394	120,00	112,00	-8,00				
	395	241,00	233,00	-8,00				
	397	1357,50	1707,50	350,00				
	407	490,00	469,36	-20,64				
10	366	650,00	463,00	-187,00				
	369	215,00	105,00	-110,00				
	373	1050,00	1050,00	0,00				
	381	1110,00	783,75	-326,24				
	390	1325,00	1658,00	333,00				
	392	90,00	82,00	-8,00				
	394	120,00	112,00	-8,00				
	395	241,00	233,00	-8,00				
	397	1357,50	1707,50	350,00				
	407	490,00	469,36	-20,64				
11	366	650,00	463,00	-187,00				
	369	215,00	105,00	-110,00				
	373	1050,00	1050,00	0,00				
	381	1110,00	907,43	-202,57				
	390	1325,00	1658,00	333,00				
	392	90,00	82,00	-8,00				
	394	120,00	112,00	-8,00				
	395	241,00	233,00	-8,00				
	397	1357,50	1707,50	350,00				
	407	490,00	343,13	-144,87				

Tabela 6.12 - Continuação

Caso Nº	Geração (MW)				Carga (MW)			
	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio
12	366	650,00	715,17	65,17				
	369	215,00	105,00	-110,00				
	373	1050,00	1050,00	0,00				
	381	1110,00	692,00	-418,00				
	390	1325,00	1658,00	333,00				
	392	90,00	82,00	-8,00				
	394	120,00	112,00	-8,00				
	395	241,00	233,00	-8,00				
	397	1357,50	1687,53	330,03				
	407	490,00	322,76	-167,24				

Tabela 6.13 - Resultados do Despacho de Segurança
(racionamentos de 40%)

Caso Nº	Geração (MW)				Carga (MW)			
	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio
1	Solução impossível							
2	366	650,00	748,00	98,00	378	310,00	186,00	-124,00
	369	215,00	220,00	5,00	379	424,00	350,99	-73,01
	373	1050,00	1050,00	0,00				
	381	1110,00	692,00	-418,00				
	390	1325,00	1658,00	333,00				
	392	90,00	92,00	2,00				
	394	120,00	122,00	2,00				
	395	241,00	245,00	4,00				
	397	1357,50	1110,13	-247,37				
	407	490,00	500,00	10,00				
3	366	650,00	538,66	-111,34				
	369	215,00	220,00	5,00	399	813,00	594,21	-218,39
	373	1050,00	1050,00	0,00	402	612,00	367,20	-244,80
	381	1110,00	1528,00	418,00				
	390	1325,00	992,00	-333,00				
	392	90,00	92,00	2,00				
	394	120,00	122,00	2,00				
	395	241,00	245,00	4,00				
	397	1357,50	1007,50	-350,00				
	407	490,00	345,06	-144,94				

Obs.: Os resultados dos outros casos foram iguais aos resultados do Despacho de Segurança considerando racionamentos de 50%.

Tabela 6.14 - Resultados do Despacho de Segurança
(racionamentos de 30%)

Caso Nº	Geração (MW)				Carga (MW)			
	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio
1	Solução impossível							
2	366	650,00	748,00	98,00	378	310,00	217,00	-93,00
	369	215,00	220,00	5,00	379	424,00	316,93	-107,07
	373	1050,00	1050,00	0,00				
	381	1110,00	692,00	-418,00				
	390	1325,00	1658,00	333,00				
	392	90,00	92,00	2,00				
	394	120,00	122,00	2,00				
	395	241,00	245,00	4,00				
	397	1357,50	1107,47	-250,03				
	407	490,00	500,00	10,00				
3	366	650,00	464,73	-185,27	368	190,70	142,83	-47,87
	369	215,00	220,00	5,00	399	813,00	569,10	-243,90
	373	1050,00	1050,00	0,00	402	612,00	428,40	-183,60
	381	1110,00	1528,00	418,00				
	390	1325,00	992,00	-333,00				
	392	90,00	92,00	2,00				
	394	120,00	122,00	2,00				
	395	241,00	245,00	4,00				
	397	1357,50	1007,50	-350,00				
	407	490,00	407,03	-82,97				

Obs.: Os resultados dos outros casos foram iguais aos resultados do Despacho de Segurança considerando racionamentos de 50%.

Tabela 6.15 - Resultados do Despacho de Segurança
(racionamentos de 20%)

Caso Nº	Geração (MW)				Carga (MW)			
	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio
1	Solução impossível							
2	366	650,00	748,00	98,00	367	177,00	169,14	-7,86
	369	215,00	220,00	5,00	378	310,00	248,00	-62,00
	373	1050,00	1050,00	0,00	379	424,00	339,20	-84,80
	381	1110,00	692,00	-418,00	380	117,00	93,60	-23,40
	390	1325,00	1658,00	333,00	393	126,00	100,80	-25,20
	392	90,00	92,00	2,00	437	90,10	72,08	-18,02
	394	120,00	122,00	2,00				
	395	241,00	245,00	4,00				
	397	1357,50	1084,01	-273,49				
	407	490,00	500,00	10,00				
3	Solução impossível							

Obs.: Os resultados dos outros casos foram iguais aos resultados do Despacho de Segurança considerando racionamentos de 50%.

Tabela 6.16 - Resultados do Despacho de Segurança
(racionamentos de 10% e 0%)

Caso Nº	Geração (MW)				Carga (MW)			
	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio	Barra	Atual	Reque- rida	Desvio
1	Solução impossível							
2	Solução impossível							
3	Solução impossível							

Obs.: Os resultados dos outros casos foram iguais aos resultados do Despacho de Segurança considerando racionamentos de 50%.

Análise dos resultados.

Foram analisados 12 casos de contingências considerando diferentes valores de racionamentos de carga. Destes casos, 9 foram numericamente iguais em todas as opções de racionamento testadas, isto porque, por um lado, os casos onde foi encontrada uma solução, não dependem de interrupções de carga, podendo contornar o problema somente com a reprogramação da geração. Por outro lado, nos casos onde não foram encontradas soluções possíveis, se necessitaria realizar maiores interrupções de carga que a maior aqui considerada.

Nos 3 primeiros casos, devido a necessidade de fazer racionamentos de carga para resolver o problema, a medida que os valores dos racionamentos vão diminuindo, as estratégias de controle vão se modificando, aumentando o número de barras onde é necessário fazer racionamentos ou tornando o problema impossível de ser solucionado.

Os tempos de execução médios aproximados são os seguintes:

- Solução possível para uma dada contingência:

Tempo de otimização: 0,579 segundos.

Verificação da parte reativa: 0,781 segundos.

- Solução impossível para uma dada contingência:

Tempo de otimização: 0,250 segundos.

6.4 - Resultados da aplicação do Despacho Econômico

Os resultados obtidos da aplicação do programa do DE no sistema da figura 6.1 são apresentados e analisados neste item.

Foram considerados 3 casos de reserva de água nos reservatórios das usinas hidroelétricas. No caso 1, os reservatórios foram considerados com as reservas de água alta, atribuindo-se a estas o menor custo de produção das unidades termoelétricas da região sul do país, correspondendo este ao custo da usina Presidente Médici.

No caso 2, os reservatórios foram considerados com níveis médios, e o custo de produção atribuído as unidades hidroelétricas é a média dos custos de produção das usinas termoelétricas do sul do Brasil. Já no caso 3, as reservas de água foram consideradas baixas, e o custo de produção das unidades hidroelétricas deveria ser o custo do déficit, mas pela falta desta informação, o custo atribuído as unidades hidroelétricas foi considerado como sendo 10 vezes o maior custo de produção das usinas termoelétricas do sul (Figueira).

A seguir apresentamos os resultados obtidos pelo programa do Despacho Econômico.

Tabela 6.17 - Resultados do Despacho Econômico

Caso Nº	Barra		Geração (MW)		
	Nº	Custo (\$/MWh)	Atual	Requerida	Desvio
1	366	8,57	650,00	748,00	98,00
	369	8,57	215,00	220,00	5,00
	373	8,57	1050,00	875,00	-175,00
	381	8,57	1110,00	1528,00	418,00
	390	8,57	1325,00	992,00	-333,00
	392	16,71	90,00	82,00	-8,00
	394	16,71	120,00	112,00	-8,00
	395	16,71	241,00	233,00	-8,00
	397	8,57	1357,50	1333,92	-23,58
	407	8,57	490,00	500,00	10,00
2	366	14,93	650,00	748,00	98,00
	369	14,93	215,00	220,00	5,00
	373	14,93	1050,00	875,00	-175,00
	381	14,93	1110,00	1528,00	418,00
	390	14,93	1325,00	992,00	-333,00
	392	16,71	90,00	82,00	-8,00
	394	16,71	120,00	112,00	-8,00
	395	16,71	241,00	233,00	-8,00
	397	14,93	1357,50	1333,92	-23,58
	407	14,93	490,00	500,00	10,00
3	366	190,89	650,00	748,00	98,00
	369	190,89	215,00	220,00	5,00
	373	190,89	1050,00	875,00	-175,00
	381	190,89	1110,00	1528,00	418,00
	390	190,89	1325,00	992,00	-333,00
	392	16,71	90,00	92,00	2,00
	394	16,71	120,00	122,00	2,00
	395	16,71	241,00	245,00	4,00
	397	190,89	1357,50	1299,53	-57,97
	407	190,89	490,00	500,00	10,00

Tabela 6.18 - Outros resultados do Despacho Econômico

Caso Nº	Custo total de produção (\$/h)		Economia Resultante		Ramos que apresentaram sobrecargas
	Inicial	Final	(\$/h)	%	
1	60.648,79	60.242,77	406,02	0,67	Nenhum
2	100.064,89	99.655,19	409,70	0,41	Nenhum
3	1.190.577,00	1.184.035,30	6.541,70	0,55	Nenhum

Tabela 6.19 - Tempo de execução

Caso Nº	Tempos de Execução (seg.)		Número de Iterações
	Otimização	Verificação da parte reativa	
1	0,443	0,750	11
2	0,430	0,750	11
3	0,440	0,730	8

Obs.: O tempo de otimização inclui o tempo utilizado para verificar se a solução encontrada é segura ou não, o que é feito com o auxílio de um fluxo de potência linearizado.

Análise dos resultados

Nenhum dos 3 casos analisados provoca sobrecargas nas linhas que compõe o sistema. Todos apresentam soluções seguras, podendo o operador decidir pela implementação ou não das soluções obtidas pelo DE.

A economia resultante da aplicação destes casos é 0,67%, 0,41% e 0,55%, respectivamente, em relação ao caso base. Estes resultados foram obtidos devido às seguintes considerações:

- Foram atribuídos custos de produção iguais para todas as barras de geração hidroelétricas.
- A diferença entre a potência gerada pelas barras de geração térmica para o caso base, e os seus limites de variações possíveis de produção de potência ativa, é bem pequena.
- O sistema é predominantemente hidroelétrico, sendo a produção de energia termoelétrica pouco significativa, se comparada com a produção de energia hidroelétrica.

Nos 2 primeiros casos, os resultados obtidos foram numericamente iguais, com exceção dos custos totais de produção. Isto porque os custos atribuídos às barras de geração hidroelétrica foram considerados menores que os custos de geração das barras térmicas, além do que os custos de produção das barras hidro foram considerados todos iguais (8,57 \$/MWh para o caso 1

e 14,93 \$/MWh para o caso 2).

Já no caso 3, a solução encontrada foi numericamente diferente dos outros casos, pois os custos de produção dados às barras hidro foram superiores aos custos das barras térmicas.

O tempo médio de execução dos 3 casos analisados (incluindo a verificação da parte reativa) foi de 1,181 segundos e o número médio de iterações foi de 10 iterações.

6.5 - Conclusões

Os resultados aqui apresentados tiveram o intuito de obter avaliações mais realistas do desempenho de programa desenvolvido.

Estes resultados mostram a eficiência do algoritmo aplicado a um sistema real, frente às situações simuladas de diferentes contingências e de diferentes alternativas de racionamentos de carga, caso em que intervém o Despacho de Segurança (DS).

Observe-se que os tempos de solução são bastante satisfatórios para a aplicação em tempo real, pois se fossem analisados 50 casos de contingências para as quais existe solução possível, seria necessário aproximadamente 1 minuto de CPU (incluindo a verificação da parte reativa) para obter os resultados.

Nos casos em que nenhuma contingência é prevista, os resultados obtidos pelo Despacho Econômico (DE) apresentam-se satisfatórios e coerentes com o seu objetivo.

CAPÍTULO VII

APLICAÇÃO DA ANÁLISE PÓS-ÓTIMA PARA O DGTR

7.1 - Introdução

Uma importante propriedade dos métodos de programação linear é a capacidade de identificarem as situações em que não existe solução (solução impossível). No caso da operação em tempo real dos sistemas elétricos de potência, não é conveniente que o DGTR somente indique ao operador que é impossível realizar um despacho de segurança para uma determinada contingência. Isto é, indicar que é impossível sair de um estado de operação normal-inseguro e voltar ao estado de operação normal-seguro, não representa nenhuma opção operativa concreta que ele possa utilizar.

Uma possível alternativa para resolver este problema seria apresentar ao operador uma idéia ou noção da severidade do problema ou uma opção de controle corretivo, caso a contingência em estudo venha a ocorrer.

Neste Capítulo apresentam-se e discutem-se os resultados obtidos da implementação de uma estratégia proposta neste trabalho, aplicado aos casos que não apresentaram solução nos capítulos 5 e 6, a qual denominamos análise pós-ótima para o DGTR.

Nesta estratégia, o problema é reformulado, aumentando em 5% os limites dos trânsitos de potência ativa dos ramais que apresentam sobrecargas. Se o problema continua impos

sível aumentam-se novamente na mesma percentagem aqueles limites, e assim sucessivamente até que uma solução seja encontrada. Isto poderá dar uma perspectiva para a solução do problema, já que a percentagem acrescentada pode ser encarada como um índice da severidade do problema ou, caso os limites relaxados não ultrapassem os limites de emergência, os resultados obtidos poderão ser utilizados como uma alternativa para um controle corretivo caso a contingência em estudo se apresente.

7.2 - Resultados da Aplicação da Análise Pós-Ótima para o Sistema Exemplo

No Capítulo 5 foram apresentados 22 casos de contingências para o sistema da Figura 5.1, para os quais foi realizado o Despacho de Segurança. Destes casos, 10 não apresentaram solução possível para o controle preventivo. os resultados da aplicação da análise pós-ótima para estes casos são apresentados a seguir.

Tabela 7.1 - Resultados da Análise Pós-Ótima para o Sistema Exemplo.

Caso Nº	Geração (MW)				Carga (MW)			
	Barra	Atual	Requerida	Desvio	Barra	Atual	Requerida	Desvio
2	1	617,97	557,97	-60,00	9	84,00	42,00	-42,00
	2	342,97	282,97	-60,00	12	119,00	59,50	-59,50
	3	280,00	221,77	-58,23	13	228,00	159,71	68,29
	4	347,52	353,52	6,00				
3	1	617,97	561,01	-56,97	3	111,00	102,37	- 8,63
	2	342,97	282,97	-60,00	5	93,00	46,50	-46,50
	3	280,00	340,00	60,00				
	4	347,52	341,52	- 6,00				
4	1	617,97	557,97	-60,00	2	271,00	246,54	-24,46
	2	342,97	402,97	60,00				
	3	280,00	261,42	-18,58				
	4	347,52	341,52	- 6,00				
6	1	617,97	562,84	-55,14	4	64,00	32,00	-32,00
	2	342,97	282,97	-60,00	7	358,00	271,82	-86,18
	3	280,00	220,00	-60,00	10	73,00	36,50	-36,50
	4	347,52	341,52	- 6,00	13	228,00	218,32	- 9,68
7	1	617,97	569,21	-48,77	7	358,00	240,13	-117,87
	2	342,97	282,97	-60,00	10	73,00	36,50	-36,50
	3	280,00	220,00	-60,00				
	4	347,52	341,52	- 6,00				
8	1	617,97	676,46	58,49	13	228,00	158,98	-69,02
	2	342,97	282,97	-60,00				
	3	280,00	220,00	-60,00				
	4	347,52	341,52	- 6,00				
11	1	617,97	557,97	-60,00	9	84,00	42,00	-42,00
	2	342,97	282,97	-60,00	12	119,00	59,50	-59,50
	3	280,00	221,77	-58,23	13	228,00	159,71	-68,29
	4	347,52	353,52	6,00				

Tabela 7.1 - Continuação

Caso	Geração (MW)				Carga (MW)			
	Nº	Barra	Atual	Requerida	Desvio	Barra	Atual	Requerida
12	1	617,97	571,72	-46,25	4	64,00	32,00	-32,00
	2	342,97	282,97	-60,00	10	73,00	64,75	- 8,25
	3	280,00	220,00	-60,00	13	228,00	114,00	-114,00
	4	347,52	353,52	6,00				
17	1	617,97	557,97	-60,00	7	358,00	270,93	-87,07
	2	342,97	282,97	-60,00	10	73,00	36,50	-36,50
	3	280,00	264,47	-15,53				
	4	347,52	341,52	- 6,00				
19	1	617,97	557,97	-60,00	7	358,00	355,05	- 2,95
	2	342,97	282,97	-60,00	13	228,00	114,00	-114,00
	3	280,00	267,81	-12,19	14	105,00	103,88	- 1,12
	4	347,52	353,52	6,00				

Tabela 7.2 - Lista de Equipamentos que apresentaram Sobrecargas.

Caso nº	Equipamentos Sobrecarregados	Limites máximos do Carregamento (MW)		Carregamento Previsto (MW)
		Normal	Emergência	
2	Ramo 9	129,62	277,88	160,66
	Ramo 10	127,42	209,18	162,62
3	Ramo 11	130,75	278,41	166,87
	Ramo 15	263,98	557,99	295,36
4	Ramo 11	130,75	278,41	144,15
	Ramo 15	263,98	557,99	272,64
6	Ramo 7	262,49	557,29	308,32
	Ramo 11	130,75	278,41	271,82
	Ramo 15	263,98	557,99	322,13
7	Ramo 6	263,46	557,74	276,63
	Ramo 8	250,37	415,65	277,52
8	Ramo 7	262,49	557,29	277,52
	Ramo 11	130,75	278,41	204,52
11	Ramo 9	129,62	277,88	150,66
	Ramo 10	127,42	209,18	162,62
12	Ramo 3	261,41	556,78	304,24
	Ramo 4	259,94	556,09	292,26
	Ramo 6	263,46	557,74	320,24
19	Ramo 11	130,75	278,41	144,15
	Ramo 15	131,99	278,99	145,52

Obs.: No Caso 19, os limites máximos de carregamento (normal e de emergência) do ramo 15, apresentados anteriormente na Tabela 5.9, foram divididos por dois, pois a contingência analisada é a perda de uma das linhas do ramo 15 (linha dupla).

Tabela 7.3 - Tempo de Execução da Análise Pós-Ótima.

Caso	Tempo de Execução (seg)
2	1,540
3	1,470
4	1,370
6	11,273
7	1,667
8	3,533
11	1,560
12	1,587
17	0,983
19	1,260

Análise dos Resultados

Em todos os casos analisados, se a contingência em estudo ocorrer, será necessário a reprogramação da geração em todas as barras de geração e realizar racionamentos de carga em algumas barras de carga do sistema, sendo que em alguns casos será necessário realizar o racionamento máximo permissível.

Em nenhum dos casos foram ultrapassados os limites máximos de carregamento de potência ativa nos ramos para o estado de emergência, tornando assim os resultados obtidos, numa alternativa que o operador poderá utilizar no caso que alguma dessas contingências ocorra.

O tempo médio de execução foi de 2,624 segundos, sendo que os casos 6 e 8 aumentaram bastante esta média. Isto foi devido a que quando os limites de trânsito de potência ativa eram

aumentados, o programa chegava a uma solução que não satisfazia algumas restrições de trânsito que tinham sido relaxadas, tendo então que refazer o problema incluindo as restrições de trânsito não satisfeitas.

7.3 - Resultados da Aplicação da Análise Pós-Ótima para o Sistema Real

Os resultados da aplicação da análise pós-ótima ao sistema real (Figura 6.1) para as contingências que não apresentaram solução no caso em que as barras de carga foram consideradas com racionamentos disponíveis de 50% (Tabela 6.22), são tratados neste item. Primeiramente, apresentam-se os resultados do Despacho de Segurança obtidos aplicando a análise pós-ótima. Posteriormente apresenta-se a lista das sobrecargas que aparecerão caso o despacho seja implementado e se a determinada contingência ocorrer. Finalmente apresentam-se os tempo de programação utilizados para achar uma solução em cada caso.

Tabela 7.4 - Resultados da Análise Pós-Ótima para o Sistema Real.

Caso Nº	Geração (MW)			
	Barra	Atual	Requerida	Desvio
4	366	650,00	463,00	-187,00
	369	215,00	105,00	-110,00
	373	1050,00	1225,00	175,00
	381	1110,00	1127,12	17,12
	390	1325,00	1658,00	333,00
	392	90,00	82,00	- 8,00
	394	120,00	112,00	- 8,00
	395	241,00	233,00	- 8,00
	397	1357,50	1508,00	150,70
	407	490,00	165,00	-325,00
6	366	650,00	463,00	-187,00
	369	215,00	105,00	-110,00
	373	1050,00	1225,00	175,00
	381	1110,00	702,19	-407,81
	390	1325,00	1658,00	333,00
	392	90,00	82,00	- 8,00
	394	120,00	112,00	- 8,00
	395	241,00	233,00	- 8,00
	397	1357,50	1707,50	350,00
	407	490,00	394,39	-95,61
8	366	650,00	463,00	-187,00
	369	215,00	105,00	-110,00
	373	1050,00	1225,00	175,00
	381	1110,00	692,00	-418,00
	390	1325,00	1658,00	333,00
	392	90,00	82,00	- 8,00
	394	120,00	112,00	- 8,00
	395	241,00	233,00	- 8,00
	397	1357,50	1707,50	350,00
	407	490,00	404,62	-85,38

Tabela 7.5 - Lista de Equipamentos que Apresentaram Sobrecargas.

Caso Nº	Equipamentos Sobrecarregados	Limites máximos do Carregamento (MW)		Carregamento Previsto (MW)
		Normal	Emergência	
4	Ramo 17	1190,45	1432,05	1224,99
6	Ramo 9	132,32	225,92	139,95
	Ramo 17	1190,45	1432,05	1225,00
8	Ramo 17	1190,45	1432,05	1224,99
	Ramo 56	537,31	908,41	963,42

Obs.: No caso 6, os limites de carregamento do ramo 9 (Tabela 6.9), foram divididos por dois já que a contingência em estudo inclui a perda de uma linha do ramo duplo 9.

Tabela 7.6 - Tempo de Execução da Análise Pós-Ótima

Caso Nº	Tempo de Execução (Seg)	
	Otimização	Verificação da parte reativa
4	0,627	0,820
6	0,563	0,880
8	1,063	0,840

Análise dos Resultados

Nos 3 casos analisados, se a contingência associada a cada caso ocorresse, seria necessário somente a reprogramação da geração em todas as barras de geração, sem a necessidade de realizar racionamentos de carga.

Nos 2 primeiros casos, nenhum equipamento ultrapassa os limites máximos de fluxo de potência ativa para o estado de emergência. Logo, os resultados obtidos tornam-se assim uma alternativa que o operador pode utilizar para contornar o problema no caso de que a contingência em estudo venha a ocorrer.

No caso 3, a solução obtida não poderá ser utilizada como alternativa pelo operador, caso a contingência associada a este caso ocorresse, pois um dos ramos do sistema (ramo 56), ultrapassa o seu limite máximo de carregamento para o estado de emergência. Desta forma o operador deverá tomar outras decisões de controle corretivo, para poder resolver o problema.

O tempo médio de execução incluindo a verificação da parte reativa, foi de 1,598 segundos, um tempo bastante satisfatório para a operação em tempo real.

7.4 - Conclusões

Indicar ao operador que não existe solução possível para uma determinada contingência, não representa nenhuma opção de controle para contornar o problema. Uma estratégia foi analisada neste Capítulo, no sentido de fornecer ao operador uma alternativa para o controle corretivo no caso que a contingência em estudo venha a ocorrer, ou dar-lhe uma idéia da seve

ridade do problema que poderá enfrentar. Desta maneira os resultados obtidos da aplicação da análise pós-ótima, aqui apresentados e analisados, alcançaram este objetivo, sendo possível a implementação desta estratégia no programa do DGTR.

CAPÍTULO VIII

CONCLUSÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

8.1 - Conclusões Finais

A operação dos sistemas elétricos de potência é caracterizada pela execução de um conjunto de ações sobre os equipamentos de produção e transporte, de maneira tal a manter o equilíbrio entre a geração e a demanda a cada instante, assegurando o atendimento de todas as cargas com padrões adequados de qualidade e ao menor custo de produção possível. Por tal motivo, é necessário que o operador possua ferramentas adequadas que o auxiliem em seu trabalho, sendo que na maioria dos casos, o tempo computacional gasto é de grande importância, pois muitas vezes se faz necessário encontrar ações que visam intervir no próprio processo de controle.

Neste trabalho foi desenvolvida uma dessas ferramentas, a função do Despacho Geração em Tempo Real, a qual foi dividida em dois níveis:

- O Despacho de Segurança (DS), executado quando o estado da operação é de alerta.
- O Despacho Econômico (DE), executado quando o estado da operação é declarado normal-seguro.

O algoritmo desenvolvido foi testado em dois siste

mas de potência de diferentes dimensões, sobre um IBM 4341, e os resultados obtidos mostraram-se bastante satisfatórios e adequados, tanto na qualidade da solução, quanto no tempo de cálculo.

Foi estabelecida uma estratégia para tratar os casos em que o algoritmo desenvolvido não encontra, para uma determinada contingência, uma solução possível que possa ser utilizada no controle preventivo, fornecendo ao operador uma opção operativa para o controle corretivo.

Finalmente, pode-se concluir que os objetivos perseguidos foram alcançados, principalmente no que se refere à melhor exploração da estrutura do problema usando técnicas de programação linear, à qualidade dos resultados e os tempos de cálculo computacionais.

8.2 - Sugestões para Futuros Trabalhos

O algoritmo proposto neste trabalho apresentou bom desempenho com relação à qualidade dos resultados e ao tempo de processamento, entretanto, acreditamos que algumas melhorias possam ser incorporadas em futuros trabalhos. Estas melhorias são as seguintes:

- 1 - Incorporar uma função objetivo linearizada por partes no DE, como é adotada em [17,18], descrevendo-se melhor o formato das curvas de

custo de produção das unidades geradoras, de maneira a melhorar a qualidade dos resultados.

- 2 - Utilizar o método simplex dual modificado na forma revisada para resolver o problema, de maneira a evitar a busca de uma solução básica admissível inicial (Fase 1), pois a maior parte das iterações são realizadas nesta fase, havendo um maior consumo de tempo nesta etapa.
- 3 - Utilizar outras estratégias para a análise pós-ótima nos casos que não apresentam soluções possíveis para o controle preventivo, tais como, aumentar os valores dos racionamentos das barras de carga ou aumentar os limites de produção de potência ativa das unidades geradoras, aumentando o tempo disponível para a implantação das modificações sugeridas pelo DS, conforme e mostrado por Stott, Marinho e Alsaç em [18].
- 4 - Realizar estudos de análise pós-ótimo nos casos em que a solução encontrada pelo DE seja uma solução insegura, ou introduzir as restrições de segurança nestes casos, de maneira a encontrar uma solução segura e cujo custo total de produção seja menor que o do caso base.

- 5 - Estudar a possibilidade de utilizar os métodos de programação linear para a otimização da parte reativa, como é sugerido em [16,18], formulando o problema de maneira similar ao problema para a parte ativa. Isto é, aproveitar o forte acoplamento que existe entre as variáveis Q e V (potência reativa/tensão) da mesma forma em que é aproveitado o acoplamento entre as variáveis P e θ (potência ativa/ângulo).
- 6 - Aplicar o algoritmo do DGTR aqui desenvolvido, em sistemas ainda maiores que os aqui testados, de forma tal que os resultados obtidos possam ser melhor avaliados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- |01| - DANTZIG G.B., "Linear Programming and Extensions",
Princeton University Press, Princeton, New Jersey,
1963.
- |02| - HADLEY, G., "Programação Linear", Editora Guanabara Dois,
Rio de Janeiro, R.J., 1982.
- |03| - SIMONNARD, M., "Linear Programming" Prentice - Hall, Inc.,
Englewood Cliffs, New Jersey, 1966.
- |04| - LASDON, L. S., "Optimization Theory for Large Systems",
The Macmillan Company, New York, 1972.
- |05| - ZIONTS, S., "Linear and Integer Programming", Prentice -
Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1974.
- |06| - PANNE, C. VAN DE, "Linear Programming and Related
Techniques", North-Holland Publishing Company ,
Amsterdam, 1971.
- |07| - RAMALHETE, M. - GUERREIRO, J. - MAGALHÃES, A., "Programa
ção Linear - Volume I", Editora McGraw - Hill, Ltda.,
Portugal, 1984.
- |08| - MONTICELLI, A.J., "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elé
trica", Editora Edgard Blucher Ltda., São Paulo, S.P.,
1983.

- [09] - IEEE WORKING GROUP REPORT, "Description and Bibliography of Major Economy - Security Functions, Part I - Descriptions", IEEE Trans. PAS, Vol. 100, No. 1, January 1981, PP 211 - 214.
- [10] - IEEE WORKING GROUP REPORT, "Description and Bibliography of Major Economy - Security Functions, Part II - Bibliography (1959 - 1972)", IEEE Trans. PAS, Vol. 100, No. 1, January 1981, PP 215 - 223.
- [11] - IEEE WORKING GROUP REPORT, "Description and Bibliography of Major Economy - Security Functions, Part III - Bibliography (1973 - 1979)", IEEE Trans. PAS, Vol. 100, No. 1, January 1981, PP 224 - 235.
- [12] - DUBOST, L., "Specifications Techniques de La Fonction Dispatching de La Production du Projet SYSDIC", D.E.R., Note HR 32.0281, Du 26 Septembre 1977, E.D.F., Clamart, França, PP 1 - 16.
- [13] - MERLIN, A., "Les Fonctions D'Analyse Secondaire du Nouveau Système Temps Réel du Dispatching Central D'EDF (Projet SYSDIC)", D.E.R., Serie B, Reseaux Electriques, Matériels Electriques, No. 1, E.D.F., França, 1977, PP 36 - 46.

- [14] - DODU, J.C. - MERLIN, A., "Une Application de la Programmation Linéaire à L' Etude des Réseaux Electriques de Grande Taille", Bulletin de la D.E.R., Serie C - Mathématiques, Informatique No. 1, E.D.F., França, 1974, PP 29 - 55.
- [15] - STOTT, B.-HOBSON, E., "Power System Security Control Calculations using Linear Programming, Part I", IEEE Trans. PAS, Vol. 97, No. 5, Sept./Oct. 1978, PP 1713 - 1720.
- [16] - STOTT, B.-HOBSON, E., "Power System Security Control Calculations using Linear Programming, Part II" IEEE Trans. PAS, Vol. 97, No. 5, Sept./Oct. 1978, PP 1721 - 1731.
- [17] - STOTT, B. - MARINHO, J.L., "Linear Programming for Power - System Network Security Applications", IEEE Trans. PAS, Vol. 98, No. 3, May/June 1979, PP 837 - 848.
- [18] - STOTT, B. - MARINHO, J.L. - ALSAÇ, O., "Review of Linear Programming Applied to Power System Rescheduling", IEEE, PICA, 1979, PP 142 - 154.
- [19] - HAPP, H.H., "Optimal Power Dispatch", IEEE Trans. PAS, Vol. 93, No. 3, 1974, PP 820 - 830.

- |20| - HAPP, H. H., "Optimal Power Dispatch - A Comprehensive Survey", IEEE Trans. PAS, Vol. 96, No. 3, May/June 1977, PP 841 - 854.

- |21| - BURCHETT, R.C. - HAPP, H.H., "Large Scale Security Dispatching: an Exact Model", IEEE Trans. PAS, Vol. 102, No. 9, September 1983, PP 2995 - 2999.

- |22| - CHAN, S.M. - YIP, L., "A Solution of the Transmission Limited Dispatch Problem by Sparse Linear Programming", IEEE Trans. PAS, Vol. 98, No 3, May/June 1979, PP 1044 - 1053.

- |23| - CHAN, S.M. - SCHWEPPE, F.C., " A Generation Reallocation and Load Shedding Algorithm", IEEE Trans. PAS, Vol. 98, No. 1, Jan/Feb. 1979, PP 26 - 34.

- |24| - MEDICHERLA, T.K.P. - BILLINTON, R. - SACHDEV M.S., "Generation Rescheduling and Load Shedding to Alleviate Line Overloads - Analysis", IEEE Trans. PAS, Vol. 98, No. 6, Nov./Dec. 1979, PP 1876 - 1884.

- |25| - MEDICHERLA, T.K.P. - BILLINTON, R. - SACHDEV, M.S., "Generation Rescheduling and Load Shedding to Alleviate Line Overloads - System Studies", IEEE Trans. PAS, Vol. 100, January 1981, PP 36 - 42.

- |26| - SASSON, A.M., "Nonlinear Programming Solutions for Load - Flow, Minimum - Loss, and Economic Dispatching

Problems", IEEE Trans. PAS, Vol. 88, No. 4, April 1969, PP 399 - 409.

- |27| - SASSON, A. M. - MERRILL, H. M., "Some Applications of Optimization Techniques to Power Systems Problems", Proceedings of the IEEE, Vol. 62, No. 7, July 1974, PP 959 - 972.
- |28| - AOKI, K. - SATOH, T., "Economic Dispatch with Network Security Constraints using Parametric Quadratic Programming", IEEE Trans. PAS, Vol. 101, No. 12, December 1982, PP 4548 - 4556.
- |29| - AOKI, K. SATOH, T. "New Algorithms for Classic Economic Load Dispatch", IEEE Trans. PAS, Vol. 103, No. 6, June 1984, PP 1423 - 1430.
- |30| - HUNEULT, M. - FAHMIDEH VOJDANI, A. - JUMAN, M. - CALDERON, R. - GALIANA, F.D., "The Continuation Method in Power System Optimization: Applications to Economy - Security Functions", IEEE Trans. PAS, Vol. 104, No. 1, January 1985, PP 114 - 124.
- |31| - GUOYU, X. - GALIANA, F.D. - LOW, S., "Decoupled Economic Dispatch using the Participation Factors Load Flow", IEEE Trans. PAS, Vol. 104, No. 6, June 1985, PP 1377 - 1384.

- [32] - INNORTA, M. - MARANNINO, P., "Very Short Term Active Power Dispatch with Security Constraints", IFAC Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brasil, 1985, PP 379 - 386.
- [33] - PEREIRA, M.V.F. - MONTICELLI, A. - PINTO, L.M.V.G., "Security - Constrained Dispatch with Corrective Rescheduling", IFAC Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brasil, 1985, PP 387 - 394.
- [34] - BUBENKO, J. - PAULSSON, E. - SJELVGREN, D. - ANDERSON, M., "Security Assesment for Power System Operation", Proceedings of the International Symposium Computerized Operation of Power Systems (COPOS' 75), SAVU CRIVAT SAVULESCU (Editor), 1976, PP 137 - 155.
- [35] - BRAMELLER, A. - LO, K.L., "A Review of Minimization Techniques with Reference to Power System Engineering", Proceedings of the Symposium on Real Time Control of Electric Power Systems, EDMUND HANDSCHIN (Editor), 1972, PP 81 - 102.
- [36] - STERLING, M.J.H. - IRVING, M.R., "Constrained Dispatch of Active Power by Linear Decomposition", Proceedings of the IEE, Vol. 124, No. 3, March 1977, PP 247 - 251.
- [37] - LUGTU, R., "Security Constrained Dispatch", IEEE Trans. PAS, Vol. 98, No. 1, Jan./Feb. 1979 PP 270 - 274.

- |38| - WAIGHT, J.G. - BOSE, A. - SHEBLE, G.B. "Generation Dispatch with Reserve Margin Constraints using Linear Programming", IEEE Trans. PAS, Vol. 100, No. 1, January 1981, PP 252 - 258.

- |39| - FARGHAL, S.A. - TANTAWY, M.A. - ABOU HUSSIEN, M.S. - HASSAN, S.A. - ABOU ELELA, A.A., "Fast Technique for Power System Security Assessment using Sensitivity Parameters of Linear Programming", IEEE Trans. PAS, Vol. 103, No. 5, May 1984, PP 946 - 953.

- |40| - WOLLENBERG, B.F. - STADLIN, W.O., "A Real Time Optimizer for Security Dispatch", IEEE Trans. PAS, Vol. 94, No. 5, Sept./Oct. 1974, PP 1640 - 1649.

- |41| - ROY, L. - RAO, N.D., "A New Algorithm for Real Time Optimal Dispatch of Active and Reactive Power Generation Retaining Nonlinearity", IEEE Trans. PAS, Vol. 102, No. 4, April 1983, PP 832 - 842.

- |42| - GLAVITSCH, H., "Economic Load Dispatching and Corrective Rescheduling using Online Information of the System State", IEEE, PICA, 1973, PP 412 - 420.

- |43| - REID, G.F. - HASDORFF, L., "Economic Dispatch using Quadratic Programming", IEEE, PES Winter Meeting, New York, N.Y., January 28 - February 2, 1973, PP 2015 - 2023.

- [44] - LUO, J.S. - HILL, E.F. - LEE, T.H., "Power System Economic Dispatch via Network Approach", IEEE Trans. PAS, Vol. 103, No. 6, June 1984, PP 1242 - 1248.
- [45] - MOTA - PALOMINO, R. - QUINTANA, V.H., "A Penalty Function - Linear Programming Method for Solving Power System Constrained Economic Operation Problems", IEEE Trans. PAS, Vol. 103, No. 6, June 1984, PP 1414 - 1422.
- [46] - HOUSOS. E. - IRISARRI, G., "Real and Reactive Power System Security Dispatch using a Variable Weights Optimization Method", IEEE Trans. PAS, Vol. 102, No. 5, May 1983, PP 1260 - 1268.
- [47] - GUIMARÃES, G.C., "Despacho de Geração em Tempo Real dos Sistemas Elétricos de Potência", Dissertação de Mestrado, UFSC - EEL, Florianópolis, S.C., Agosto 1984.
- [48] - PEREIRA, M.V.F., "Optimal Scheduling of Hidrothermal Systems - An Overview", IFAC Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brasil, 1985, PP 1 - 9.
- [49] - PEREIRA, M.V.F. - PINTO, L.M.V.G, "A Decomposition Approach to the Economic Dispatch of Hidrothermal Systems", IEEE Trans. PAS, Vol. 101, No. 10, October 1982, PP 3851 - 3860.
- [50] - DECKER, I.C., "Análise de Estabilidade Transitória em Sistemas de Potência usando o Conceito de Superfície limi

te de Energia Potencial", Dissertação de Mestrado,
UFSC - EEL, Florianópolis, S.C., Outubro 1984.

- |51| - KIRCHMAYER, L. K., "Economic Control of Interconnected Systems", John Wiley and Sons, New York, 1959.
- |52| - CARPENTIER, J., "Contribution to the Economic Dispatch Problem", Bulletin de la Société Française des Electriciens, Vol. 8, August 1963, PP 431 - 447.

APÊNDICE A

ELEMENTOS DE PROGRAMAÇÃO LINEAR

Problemas que procuram maximizar ou minimizar uma função numérica de um determinado número de variáveis (ou funções), com as variáveis (ou funções) sujeitas a certas restrições, formam uma classe geral que é chamada de "problemas de otimização".

A programação linear é uma técnica de otimização que pode ser utilizada cada vez que um problema possa ser colocado como a maximização ou minimização de uma função linear, sujeito a restrições também lineares.

Aqui serão apresentados alguns métodos de programação linear, tais como, o método simplex clássico e o método simplex revisado, visando auxiliar na melhor compreensão do modelo de despacho desenvolvido neste trabalho.

A.1 - O Método Simplex

O método simplex consiste de uma técnica destinada a determinar algebricamente a solução (ótima) de um problema de programação linear, cuja formulação é a seguinte:

$$\text{Max (Min): } z = \underline{c}^t \underline{x} \quad (\text{A.1})$$

sujeita a:

$$A \underline{x} \{ \leq, =, \geq \} \underline{b} \quad (A.2)$$

$$\underline{x} \geq \underline{0} \quad (A.3)$$

onde:

z = função objetivo (escalar) a ser maximizada (minimizada).

\underline{c}^t = vetor transposto dos coeficientes da função objetivo (dimensão n).

\underline{b} = vetor das coeficientes da função objetivo (dimensão m).

A = matriz dos coeficientes das restrições (dimensão $m \times n$).

$\underline{0}$ = vetor nulo.

m = número de restrições.

n = número de variáveis.

Como em geral é mais conveniente trabalhar com igualdades que com desigualdades, o primeiro passo a cumprir com o objetivo de resolver um problema de PL, consiste em converter as restrições de desigualdades em restrições equivalentes sob a forma de igualdades, obtendo-se assim, um sistema de equações lineares. Isto consegue-se pela introdução no problema original de novas variáveis (não-negativas), designadas como variáveis de folga ou de excesso, ajudando a caracterizar a matriz de "base" do simplex.

Um conjunto de m variáveis tais que a matriz dos coeficientes respectivos no sistema de equações lineares (A.2) seja não-singular (isto é, cujo determinante seja não nulo) designa-se por "base do sistema" e as m variáveis associadas denominam-se de "variáveis básicas". As restantes $(n - m)$ variáveis são denominadas de "variáveis não-básicas", atribuindo-se a estas o valor zero.

Uma base é formada por um conjunto de colunas de A , linearmente independentes, podendo então o sistema ser representado da seguinte maneira [5,18,47]:

$$z = \underline{C}_B^t \underline{x}_B + \underline{C}_N^t \underline{x}_N \quad (\text{A.4})$$

$$A_B \underline{x}_B + A_N \underline{x}_N = \underline{b} \quad (\text{A.5})$$

$$\underline{x}_B \geq \underline{0} \quad , \quad \underline{x}_N \geq \underline{0} \quad (\text{A.6})$$

Onde:

\underline{C}_B^t = vetor transposto dos custos associados às variáveis básicas (dimensão m).

\underline{C}_N^t = vetor transposto dos custos associados às variáveis não-básicas (dimensão $(n-m)$).

\underline{x}_B = vetor das variáveis básicas (dimensão m).

\underline{x}_N = vetor das variáveis não-básicas (dimensão $(n - m)$).

A_B = matriz básica (dimensão $(m \times m)$).

A_N = matriz não-básicas (dimensão $m \times (n - m)$).

Fazendo as variáveis não-básicas iguais a zero nas equações (A.4) e (A.5), tem-se:

$$z = \underline{C}_B^t \underline{x}_B \quad (\text{A.7})$$

$$A_B \underline{x}_B = \underline{b} \quad (\text{A.8})$$

Onde \underline{x}_B é dado por:

$$\underline{x}_B = A_B^{-1} \underline{b} \quad (\text{A.9})$$

A solução obtida da expressão (A.8) é chamada "solução básica". Toda solução que satisfaça (A.3) e (A.8) é chamada de "solução básica admissível" (SBA). O conjunto das soluções básicas admissíveis é obtido pela formação de novas bases, retirando a cada nova solução, uma coluna de A_B e introduzindo em A_B uma outra pertencente a A_N .

Aquela solução básica admissível que maximiza ou minimiza a função objetivo é a "solução ótima".

O método simplex requer, portanto, uma SBA inicial como ponto de partida. Quando não é possível identificar imediatamente uma SBA inicial, o método simplex fornece um meio para a obtenção de tal solução, através da introdução de "variáveis artificiais", obtendo-se assim uma base de partida. A aplica-se então o algoritmo do simplex ao problema auxiliar resul tante, que através da geração de sucessivas bases, permite ob ter, no caso de existir, uma solução que seja admissível e, con seqüentemente, encontra-se uma SBA inicial (Fase 1). O algoritmo é novamente aplicado a partir dessa SBA, com o objetivo de encon

trar a solução ótima (Fase 2).

Por outro lado o método simplex permite ainda identificar as situações em que não existe solução (solução impossível) e as situações em que o conjunto de soluções não formam um espaço fechado (solução infinita).

A busca da solução ótima no método simplex se baseia no fato de que o sistema representado pelas desigualdades (A.2) tem, possivelmente, várias soluções, e que o conjunto formado por estas soluções é convexo [2,7].

A.2 - O Pivotamento

A formação das novas bases, obtidas pelo retirada de uma coluna de A_B e a introdução de uma outra pertencente a A_N (mudança de base), pode ser realizado com o auxílio de uma sequência de operações de linha, conhecidas por "operações de pivotamento" [1,2].

Seja o sistema de restrições:

$$A \underline{x} = \underline{b} \quad (A.10)$$

Colocar a variável x_j como variável básica para a linha i equivalente a pivotar em torno do a_{ij} , isto é, fazer combinações lineares entre a linha i e as outras linhas de tal maneira que os coeficientes da coluna j fiquem iguais a zero (com exceção do coeficiente na linha i , que deve ser igual a 1). O elemento a_{ij} é conhecido como elemento pivô.

Algebricamente, é feito a seguinte transformação, o sistema $A\underline{x} = \underline{b}$ passará para $A'\underline{x} = \underline{b}'$, onde:

- Para toda linha $k \neq i$

$$a'_{kl} = a_{kl} - (a_{kj}/a_{ij}) a_{il} \quad (\text{A.11})$$

$$b'_k = b_k - (a_{kj}/a_{ij}) b_i \quad (\text{A.12})$$

- Para a linha i

$$a'_{il} = a_{il}/a_{ij} \quad (\text{A.13})$$

$$b'_i = b_i/a_{ij} \quad (\text{A.14})$$

A.3 - Conversão de um Problema de Minimização para um Problema de Maximização

Suponha que se tenha qualquer função de n variáveis, $f(x_1, \dots, x_n)$, e seja f^* o valor mínimo desta função definido dentro do conjunto de todos os pontos de uma região fechada. Seja \underline{x}^* o ponto onde f assume seu valor mínimo. Por definição de um mínimo absoluto [2], tem-se para todo \underline{x} na região,

$$f^* - f \leq 0 \quad (\text{A.15})$$

Multiplicando a expressão (A.15) por (-1) , tem-se:

$$(-f^*) - (-f) \geq 0 \quad (\text{A.16})$$

Pela definição de um máximo absoluto, tem-se:

$$(-f^*) = \max (-f) \quad (A.17)$$

Então $-f$ assume seu valor máximo em \underline{x}^* , e consequentemente, pode-se concluir que:

$$\min f = f^* = - (-f^*) = - \max (-f) \quad (A.18)$$

Isto é, o mínimo de uma função f para algum conjunto de pontos, é o negativo do máximo da função $-f$. O mínimo de f e o máximo de $-f$ são encontrados nos mesmos pontos.

Vê-se então que para converter um problema de programação linear no qual z deve ser minimizada, em problema de maximização só é necessário trocar o sinal dos coeficientes da função objetivo. Assim:

$$\min z = - \max (-\underline{C}^t \underline{x}) \quad (A.19)$$

Desta maneira pode-se considerar que qualquer problema de minimização, no contexto deste trabalho, foi convertido num problema de maximização.

A.4 - Critério de Seleção dos Vetores a Serem Incluídos e Retirados da Base

O critério para a formação das novas bases é tal que a inclusão de uma nova variável na base, deve conduzir ao melhoramento no valor da função objetivo, enquanto que a saída de determinada variável da base deve garantir que a nova base não se torne singular. Isto é, que a próxima solução básica se

ja admissível.

Seja uma solução básica admissível dada por:

$$\underline{x} = (x_{B_1}, x_{B_2}, \dots, x_{B_m}, 0, 0, \dots, 0)^t \quad (A.20)$$

e

$$A_B \underline{x}_B = x_{B_1} \underline{a}_{B_1} + x_{B_2} \underline{a}_{B_2} + \dots + x_{B_m} \underline{a}_{B_m} = \underline{b} \quad (A.21)$$

Onde:

x_{B_1}, \dots, x_{B_m} = variáveis básicas.

$\underline{a}_{B_1}, \dots, \underline{a}_{B_m}$ = vetores linearmente independentes da matriz básica.

Consideremos agora o vetor \underline{a}_{N_k} , $k > m$, como sendo escolhido para entrar na base. Este vetor pode ser representado como uma combinação linear dos vetores da base, isto é:

$$\underline{a}_{N_k} = A_B \underline{y}_k \quad (A.22)$$

ou melhor

$$\underline{a}_{N_k} = y_{1k} \underline{a}_{B_1} + y_{2k} \underline{a}_{B_2} + \dots + y_{mk} \underline{a}_{B_m} \quad (A.23)$$

Multiplicando-se (A.23) por um escalar θ e subtraindo-se de (A.21), obtém-se:

$$(x_{B_1} - \theta y_{1k}) \underline{a}_{B_1} + (x_{B_2} - \theta y_{2k}) \underline{a}_{B_2} + \dots + (x_{B_m} - \theta y_{mk}) \underline{a}_{B_m} + \theta \underline{a}_{N_k} = \underline{b} \quad (\text{A.24})$$

Onde:

$$\underline{x} = [(x_{B_1} - \theta y_{1k}), (x_{B_2} - \theta y_{2k}), \dots, (x_{B_m} - \theta y_{mk}), \theta, 0, \dots, 0]^t \quad (\text{A.25})$$

A expressão (A.25) é uma solução básica, sendo uma solução admissível se todas as suas componentes forem não-negativas.

Para se obter uma solução admissível diferente da anterior é necessário que $\theta > 0$. Tendo isto presente, é fácil concluir que são não-negativas as componentes de \underline{x} em que $y_{ik} \leq 0$, pelo que para garantir que a nova solução seja admissível basta atender aquelas componentes em que $y_{ik} > 0$, portanto:

$$x_{B_i} - \theta y_{ik} \geq 0, \text{ para todo } y_{ik} > 0 \quad (\text{A.26})$$

Daí resulta que:

$$\theta \leq x_{B_i} / y_{ik}, \text{ para todo } y_{ik} > 0 \quad (\text{A.27})$$

Adotando-se o valor de θ dado por:

$$\theta = \min_i \left\{ \frac{x_{B_i}}{y_{ik}} \mid y_{ik} > 0 \right\} \quad (\text{A.28})$$

em que:

$$\underline{y}_k = (y_{1k}, y_{2k}, \dots, y_{mk})^t \quad (\text{A.29})$$

sendo que \underline{y}_k é a representação do vetor \underline{a}_{N_k} em torno da base.

Substituindo-se em (A.25) o valor de θ calculado em (A.28), encontra-se outra SBA, onde o vetor \underline{a}_{N_k} substitui o vetor \underline{a}_{B_i} na base.

Suponhamos agora, que o valor da função objetivo era dada por:

$$z_0 = \underline{C}_B^t \underline{x}_B = C_{B_1} x_{B_1} + C_{B_2} x_{B_2} + \dots + C_{B_m} x_{B_m} \quad (\text{A.30})$$

Conseqüentemente o novo valor da função objetivo associado à nova SBA será:

$$z = C_{B_1} (x_{B_1} - \theta y_{1k}) + \dots + C_{B_m} (x_{B_m} - \theta y_{mk}) + C_{N_k} \theta \quad (\text{A.31})$$

Desenvolvendo a equação (A.31), fica:

$$z = (C_{B_1} x_{B_1} + \dots + C_{B_m} x_{B_m}) + \theta [C_{N_k} - (C_{B_1} y_{1k} + \dots + C_{B_m} y_{mk})] \quad (\text{A.32})$$

ou melhor:

$$z = z_0 + \theta (C_{N_k} - z_k) \quad (\text{A.33})$$

Onde:

$$z_k = C_{B_1} y_{1k} + \dots + C_{B_m} y_{mk} \quad (\text{A.34})$$

A expressão (A.33) relaciona o novo valor da função objetivo (associada à nova SBA) com o seu valor anterior e com o valor que irá assumir a nova variável básica (θ).

Desta maneira pode-se concluir que para maximizar z é necessário que $\theta (C_{N_k} - z_k)$ seja positivo, e para que o maior acréscimo seja dado, a variável x_{N_k} escolhida para entrar na base seja dada por:

$$\theta (C_{N_k} - z_k) = \frac{x_{B_i}}{y_{ik}} (C_{N_k} - z_k) = \max_j \left\{ \frac{x_{B_i}}{y_{ij}} (C_{N_j} - z_j) \right\}, C_{N_j} - z_j > 0$$

$$j = m + 1, \dots, n \quad (\text{A.35})$$

sendo que é necessário pelo menos um $y_{ij} > 0$, de modo a satisfazer a expressão (A.28).

Outro procedimento para escolher o vetor a ser incluído na base consiste na seleção do maior $(C_j - z_j)$ sem levar em conta o valor de x_{B_i}/y_{ij} . Isto leva a escolher o vetor por meio de $|2,7|$:

$$C_{N_k} - z_k = \max_j (C_{N_j} - z_j), C_{N_j} - z_j > 0 \quad (\text{A.36})$$

ou melhor:

$$r_k = \max_j r_j, r_j > 0 \quad (\text{A.37})$$

Onde:

r_k = coeficientes de custo relativo associado à variável escolhida para entrar na base.

r_j = coeficientes de custo relativo associados às variáveis não-básicas.

A solução é ótima quando todos os $r_j \leq 0$, já que a função objetivo não poderá ser mais melhorada. A solução é dita "infinita" no caso de que todos os $y_{ij} < 0$, já que a função objetivo (A.32) pode ser tornada arbitrariamente grande.

A.5 - O Problema da Degenerescência

A teoria geral do método simplex estabelece, que se existir qualquer SBA, mas não ótima, é possível, trocando-se um único vetor na base de cada vez, atingir uma solução ótima (quando existir) em um número finito de passos [2]. Isto decorre do fato de haver somente um número finito de bases, e desde que a cada passo o valor da função objetivo seja melhorada, nenhuma base pode ser repetida.

No caso que o valor da função objetivo não se altera, quando se muda de uma SBA para outra, então, não se pode mais estar certo que nenhuma base será repetida, e estará-se enfrentando um problema chamado de "degenerescência" [4,5]. De fato, pode-se estar em uma situação onde se chega em um círculo vicioso, repetindo a mesma seqüência de bases, sem nunca atingir uma solução ótima.

O problema da degenerescência pode ser resolvido da seguinte maneira [2]:

- Arranjar as colunas do quadro simplex tal que as colunas associadas à matriz identidade (base

inicial) venham em primeiro lugar e em ordem a apropriada.

- Determinar o vetor a entrar na base utilizando o mesmo critério apresentado anteriormente, expressão (A.36).
- Determinar o vetor a ser removido da base segundo a expressão (A.28). Se o mínimo (x_{B_i}/y_{ik}) não for único, muda-se para a próxima coluna i e calcula-se o $\min (y_{il}/y_{ik})$ para aqueles i para os quais x_{B_i}/y_{ik} assumem o valor mínimo, e as sim sucessivamente.

Deste modo, o vetor a ser removido sera determinado de maneira única, e o cálculo nunca entrará em um círculo vicioso.

A.6 - Algoritmo do Método Simplex

O algoritmo do método simplex, cujo fluxograma é apresentado na Figura A.1, compreende os seguintes passos:

Passo I - Identificar uma solução básica admissível inicial.

Passo II - Calcular os coeficientes de custo relativos (r_j) as sociados às variáveis não-básicas. Se todos os $r_j \leq 0$, o processo termina; se está em presença de uma solução ótima. O processo prossegue no caso de algum $r_j > 0$.

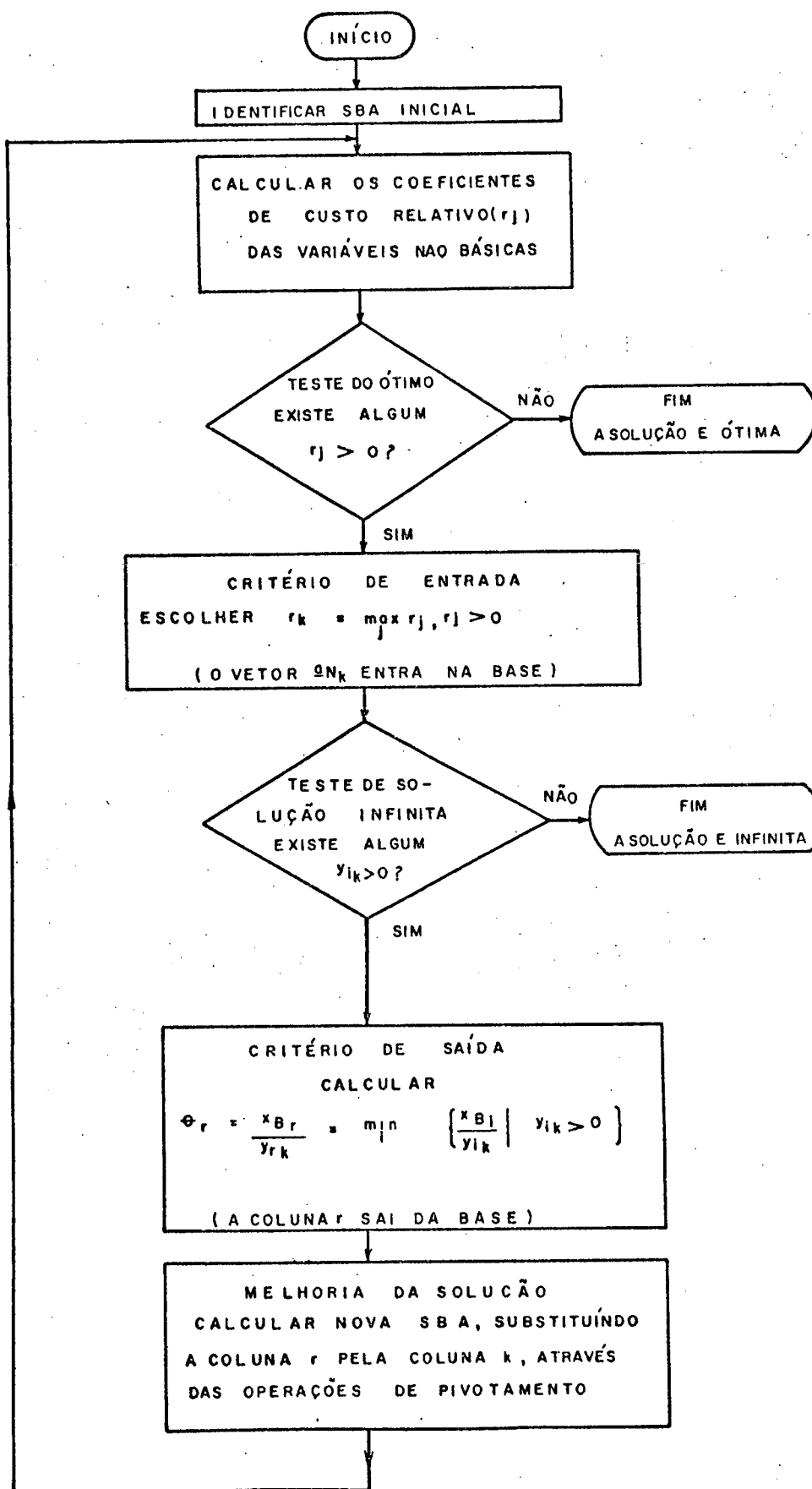


Figura A.1 - Fluxograma do Método Simplex.

Passo III - Escolher o vetor \underline{a}_{N_k} a entrar na base, de acordo com o critério:

$$r_k = \max_j r_j, \quad r_j > 0 \quad (\text{A.38})$$

se todos os componentes do vetor $\underline{y}_k = (y_{1k}, y_{2k}, \dots, y_{mk})^t$, o qual é a representação do vetor \underline{a}_{N_k} em termos da base, são não positivos, o processo termina. Se está em presença de uma solução ilimitada. O processo prossegue no caso de existir algum $y_{ik} > 0$.

Passo IV - Escolher o vetor a ser substituído na base, de acordo com o critério:

$$\frac{x_{B_r}}{y_{rk}} = \min_i \left\{ \frac{x_{B_i}}{y_{ik}} \mid y_{ik} > 0 \right\} \quad (\text{A.39})$$

onde r é a coluna a ser removida e substituída por \underline{a}_{N_k} .

Passo V - Substituir a coluna r pelo vetor \underline{a}_{N_k} , na base utilizando as operações de pivotamento, e obter a nova solução básica admissível (SBA).

Passo VI - Voltar ao passo II.

Na ausência de degenerescência, este processo iterativo leva a uma solução básica admissível ótima em um número finito de passos, como é mostrado em [1,2,7]. Este procedimento

to é denominado de método simplex, uma das mais simples e poderosa técnica para a solução de problemas de programação linear.

A.7 - O Método Simplex Revisado

O método simplex revisado foi desenvolvido por George Dantzig [2], como um processo computacional eficiente para a resolução de problemas de programação linear em computadores digitais.

O método simplex revisado resolve um problema de programação linear da mesma forma que o método simplex. Isto é, dada uma SBA, parte-se daquela solução para uma SBA ótima, através da mudança, a cada iteração, de um único vetor na base.

Analizando-se cuidadosamente a sequência de operações que constitui o algoritmo do simplex, apresentado no item anterior, ressalta imediatamente que o fundamental, no percurso para a solução ótima, é o conhecimento da representação dos vetores fora da base em termos da base corrente. Com efeito, é a partir desta informação que se procede:

- (i) ao cálculo dos r_j (coeficientes de custo relativo). O que permite decidir pela parada ou pela continuação do processo, e neste caso proceder à escolha do vetor a entrar na base;
- (ii) à determinação do vetor a sair da base;
- (iii) à obtenção da nova solução por mudança de base.

Torna-se claro agora, que nem todos os elementos do quadro simplex são necessários para se obter uma nova solução. Portanto, o ideal seria atualizar, a cada iteração, uma coluna somente quando a variável a ela associada fosse escolhida para entrar na base.

A principal diferença entre "forma ordinária" e a "forma revisada" do método simplex, consiste no fato de, ao utilizar-se esta última, não se proceder à atualização, em cada iteração, de todo o quadro do simplex, mas apenas ao cálculo dos elementos estritamente necessários, atualizando-se somente a coluna associada à variável escolhida para entrar na base.

A forma revisada explora ainda o fato de se poder obter o quadro do simplex, com relação a qualquer SBA, a partir do conhecimento apenas da matriz inversa associada a essa solução. Na verdade, a cada iteração, todos os novos valores podem ser computados diretamente a partir de suas definições se A_B^{-1} for conhecida. Isto é, se apenas a inversa básica for transformada. Com efeito, seja o problema de PL:

$$\text{Max } z = \underline{C}^t \underline{x} \quad (\text{A.40})$$

$$A \underline{x} = \underline{b} \quad (\text{A.41})$$

$$\underline{x} \geq 0 \quad (\text{A.42})$$

em que:

$$A = [\underline{a}_1, \underline{a}_2, \dots, \underline{a}_n] \quad (\text{A.43})$$

Designando por A_B a matriz dos vetores da base da SBA em presença, tem-se:

- (i) Atendendo-se ao conceito de base de um espaço vetorial $|2,7|$, qualquer vetor \underline{a}_i é dado por:

$$\underline{a}_i = A_B \underline{y}_i, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{A.44})$$

em que \underline{y}_i é a representação do vetor \underline{a}_i em termos da base A_B . Donde,

$$\underline{y}_i = A_B^{-1} \underline{a}_i \quad (\text{A.45})$$

em que A_B^{-1} designa a matriz inversa da base em presença.

- (ii) Atendendo-se ao fato de que qualquer solução básica resulta de se igualar a zero as variáveis não básicas, isto é,

$$A_B \underline{x}_B = \underline{b} \quad (\text{A.46})$$

em que \underline{x}_B designa o vetor constituído pelas componentes do vetor \underline{x} respeitantes às variáveis básicas. Donde,

$$\underline{x}_B = A_B^{-1} \underline{b} \quad (\text{A.47})$$

- (iii) Os coeficientes de custo relativo são dados por:

$$r_i = C_i - z_i = C_i - \underline{C}_B^t \underline{y}_i \quad (\text{A.48})$$

em que \underline{C}_B designa o vetor dos coeficientes da função objetivo respeitantes às variáveis básicas.

Substituindo-se \underline{y}_i da expressão (A.45), obtém-se:

$$r_i = c_i - \underline{c}_B^t A_B^{-1} \underline{a}_i \quad (\text{A.49})$$

(iv) A função objetivo é dada por:

$$z = \underline{c}_B^t \underline{x}_B = \underline{c}_B^t A_B^{-1} \underline{b} \quad (\text{A.50})$$

Em síntese, o quadro do simplex associado à SBA em presença pode ser obtido através da matriz inversa da base e do quadro inicial da seguinte forma:

$$A_B^{-1} [\underline{b} | A] = [A_B^{-1} \underline{b} | A_B^{-1} \underline{a}_1, A_B^{-1} \underline{a}_n] = [\underline{x}_B | \underline{y}_1 \dots \underline{y}_i \dots \underline{y}_n] \quad (\text{A.51})$$

$$\underline{c}_B^t A_B^{-1} [\underline{b} | A] = [\underline{c}_B^t A_B^{-1} \underline{b} | \underline{c}_B^t A_B^{-1} A] = [z_0 | \underline{c}_B^t \underline{y}_1 \dots \underline{c}_B^t \underline{y}_i \dots \underline{c}_B^t \underline{y}_n] \quad (\text{A.52})$$

$$\underline{c}^t - \underline{c}_B^t A_B^{-1} A = [(c_1 - \underline{c}_B^t \underline{y}_1) \dots (c_i - \underline{c}_B^t \underline{y}_i) \dots (c_n - \underline{c}_B^t \underline{y}_n)] \quad (\text{A.53})$$

Pode-se pois concluir que a passagem de SBA em SBA, procedimento em que se baseia o algoritmo do simplex, pode ser efetuado por atualização apenas da matriz inversa da base.

A.8 - Algoritmo do Método Simplex Revisado

O algoritmo do método simplex revisado, cujo fluxograma é mostrado na Figura A.2, compreende os seguintes passos

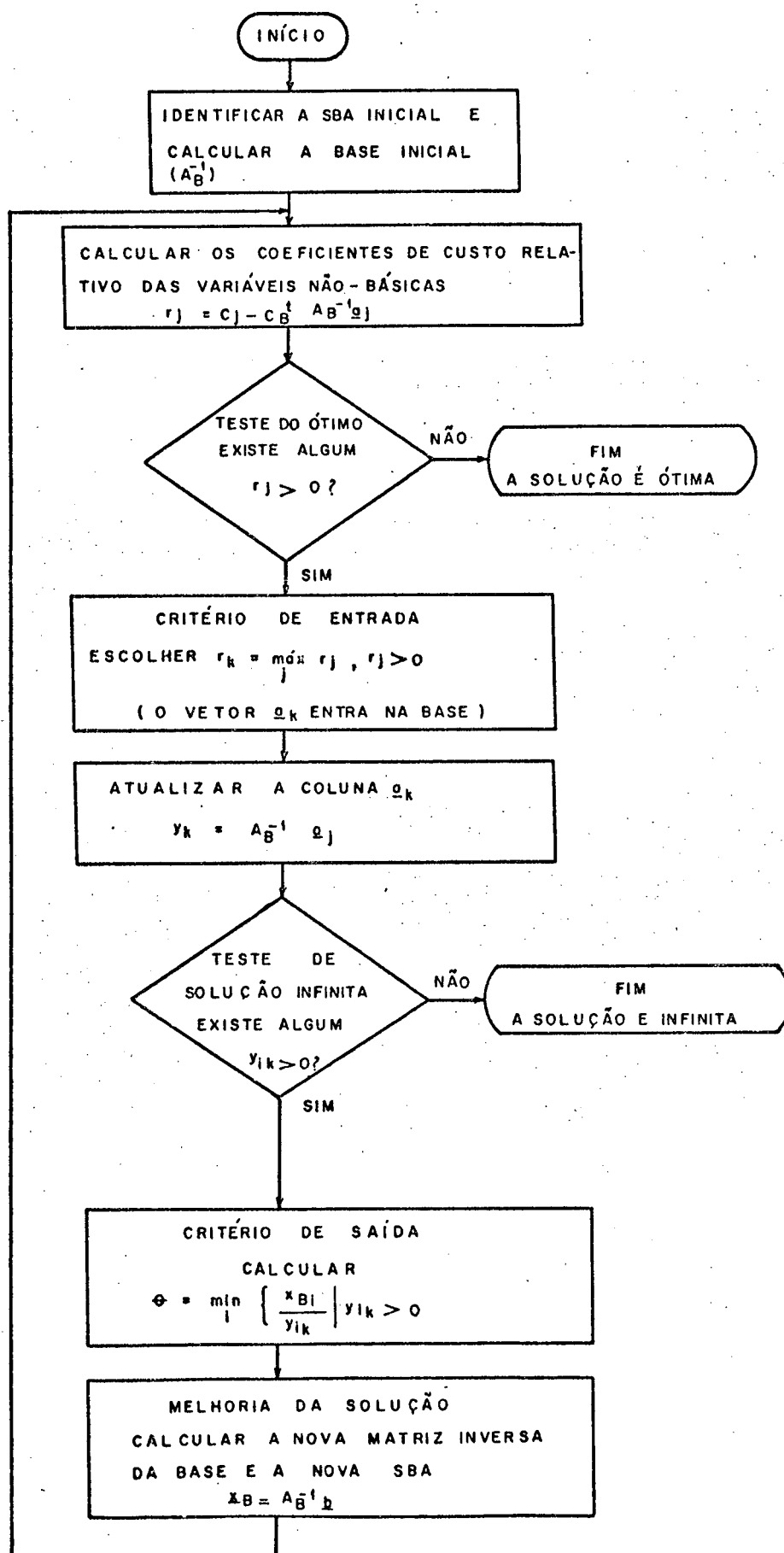


Figura A.2 - Fluxograma do Método Simplex Revisado.

SOS:

Passo I - Identificar uma SBA inicial e calcular a inversa da base inicial. Trata-se normalmente de uma matriz i dentidade, dela fazendo parte a coluna associada a z.

Passo II - Calcular os coeficientes de custo relativo associa dos às variáveis não-básicas,

$$r_j = c_j - \underline{c}_B^t A_B^{-1} \underline{a}_j \quad (\text{A.54})$$

se todos os $r_j \leq 0$, a solução obtida é ótima, pelo que o proces so termina. Caso contrário, passar ao passo seguinte.

Passo III - Determinar qualquer vetor \underline{a}_{N_k} deverá entrar na ba se, pela seleção do coeficiente de custo relativo mais positivo.

Passo IV - Calcular as componentes do vetor a entrar na base, expressando-la em termos da base atual,

$$y_k = A_B^{-1} \underline{a}_{N_k} \quad (\text{A.55})$$

se todos os termos do vetor \underline{y}_k forem não positi vos o processo termina, pois está-se em presença de uma solução ilimitada. Caso contrário o proces so prossegue no passo seguinte.

Passo V - Escolher o vetor a sair da base de acordo com o critério,

$$\theta = \min_i \left\{ \frac{x_{B_i}}{y_{ik}} \mid y_{ik} > 0 \right\} \quad (A.56)$$

Passo VI - Calcular a nova matriz inversa da base, A_B^{-1} , e a partir dela a nova SBA do problema,

$$\underline{x}_B = A_B^{-1} \underline{b} \quad (A.57)$$

Passo VII - Voltar ao passo II.

É bom lembrar que para iniciar este processo de ve-se conhecer uma solução básica inicial e a inversa da base inicial, A_B^{-1} .

A.9 - Vantagens e Desvantagens do Método Simplex Revisado

O aspecto "revisado" do método simplex significa uma maior eficiência computacional e um menor esforço computacional, o que leva às seguintes vantagens:

- Menor número de cálculos computacionais, pois não é necessário proceder à atualização, em cada iteração, de todo o quadro do simplex, mas somente da coluna associada à variável escolhida para entrar na base.

- Redução do tempo de cálculo computacional por iteração, pois o número de operações aritméticas é limitado aquelas mais essenciais.
- Aumento da precisão dos resultados, pois a redução do número de operações, implica numa redução correspondente nos erros de arredondamento.

As principais desvantagens da versão revisada do método simplex são as seguintes:

- É necessário armazenar duas matrizes. Isto é, precisa-se manter um quadro contendo a matriz básica inversa, enquanto que um quadro dos vetores originais do sistema de equações deve estar disponível ao mesmo tempo.
- Em problemas de grandes dimensões, após várias pivotagens a propagação dos erros de arredondamento poderá tornar A_B^{-1} muito imprecisa. Por tal motivo, após certo número de pivotagens é conveniente inverter a matriz básica A_B , usando uma técnica numérica usual e continuar o processamento a partir desta nova inversa da base.

APÊNDICE B

DESCRIÇÃO DAS PRINCIPAIS SUB-ROTINAS DO PROGRAMA DESENVOLVIDO

Apresenta-se a seguir, juntamente com uma descrição sumária de seus argumentos, as principais sub-rotinas em que foi dividido o programa do DGTR, definindo as variáveis, matrizes, vetores e demais elementos de maior interesse.

B.1 - Sub-Rotina QUADRO

Finalidade: Organizar os dados necessários para a otimização e preparar a função objetivo e as restrições associadas ao problema em estudo.

Chamada: CALL QUADRO

Descrição dos principais elementos de entrada:

- NB - Número de barras da rede.
- NL - Número de ramos da rede.
- NG - Número de barras de geração.
- NC - Número de barras de carga.
- NLSOB - Número de ramos que apresentam sobrecargas.
- KDSPCH - Parâmetro que indica o tipo de despacho a ser realizado:
 - KDSPCH = 0 - Despacho Econômico.
 - KDSPCH = 1 - Despacho de Segurança.
- SBASE - Potência base do sistema.
- ALFA - Fator de penalidade associado aos termos responsáveis pelo racionamento.
- PG - Vetor de dimensão NG, contendo os valores de potên

cia ativa geradas nas barras de geração no caso base.

- PC - Vetor de dimensão NC, contendo os valores de potência ativa consumidas nas barras de carga no caso base.
- PGMIN - Vetor de dimensão NG, contendo os limites mínimos (físicos) de produção de potência ativa.
- PGMAX - Vetor de dimensão NG, contendo os limites máximos (físicos) de produção de potência ativa.
- DCMAX - Vetor de dimensão NC, contendo os valores dos consumos de potência ativa não-interruptíveis nas barras de carga.
- CGER - Vetor de dimensão NG, contendo os valores dos custos de produção associados às barras de geração.
- TPC - Vetor de dimensão NG, contendo os valores das taxas de perdas de carga associados às barras de geração.
- TTC - Vetor de dimensão NG, contendo os valores das taxas de tomada de carga associados às barras de geração.
- XLAMB - Vetor de dimensão NB, contendo os valores das perdas diferenciais de potência ativa associada às barras do sistema.
- TMAX - Vetor de dimensão NL, contendo os valores dos limites máximos dos trânsitos de potência ativa nos ramos.
- TPERDA - Vetor de dimensão NL, contendo os valores das per

das de potência ativa nos ramos.

- IBG - Vetor de dimensão NG, contendo os índices das barras de geração.
- IBC - Vetor de dimensão NC, contendo os índices das barras de carga.
- ILSOB - Vetor de dimensão NLSOB, contendo os índices dos ramos que apresentam sobrecargas.
- Sl - Matriz de dimensão (NL x (NB - 1)), contendo os elementos que relacionam as injeções de potência ativa com os fluxos nos ramos.

Saída: Esta sub-rotina fornece às outras sub-rotinas que compõe o programa do DGTR o sistema de equações e as variáveis necessárias para a otimização.

Descrição dos principais elementos de saída:

- NREST - Número total de restrições:

$$NREST = 3 - \text{Despacho Econômico.}$$

$$NREST = NLSOB + 3 - \text{Despacho de Segurança.}$$
- NVAR - Número de variáveis de geração e de carga:

$$NVAR = NG - \text{Despacho Econômico.}$$

$$NVAR = NG + NC - \text{Despacho de Segurança.}$$
- NVAR1 - Número total de variáveis, incluindo as variáveis de trânsito associadas aos ramos que apresentam sobrecargas:

$$NVAR1 = NVAR - \text{Despacho Econômico.}$$

$$NVAR1 = NVAR + NLSOB - \text{Despacho de Segurança.}$$

- XB - Vetor de dimensão NREST, contendo os valores do segundo membro das restrições.
- QLMAX - Vetor de dimensão (NVAR1 + 2), contendo os limites superiores das variáveis.
- ITROC - Vetor de dimensão (NREST - 1), contendo parâmetros que indicam se foi necessário ou não, trocar os sinais das restrições, de maneira a poder caracterizar a matriz de base inicial:
 ITROC = 0 - não há troca de sinais.
 ITROC = 1 - há troca de sinais.
- D - Matriz de dimensão ((NREST - 1) x NVAR), contendo os coeficientes das restrições.

Procedimento: Utiliza o método modificado (ver item 3.2) para redefinir os limites das variáveis, a função objetiva e as restrições associadas ao problema.
 Considera somente os ramos que apresentam sobrecargas.

B.2 - Sub-Rotina PROLIN

Finalidade: Realizar a otimização do plano de produção segundo objetivos econômicos estabelecidos pelo DE ou de acordo com critérios de segurança estabelecidos pelo DS.

Chamada: CALL PROLIN

Descrição dos principais elementos de entrada:

- NREST - Número total de restrições.
- NVAR - Número de variáveis de geração e de carga.
- NVAR1 - Número total de variáveis incluindo as variáveis de trânsito associadas aos ramos que apresentam sobre cargas.
- XB - Vetor de dimensão NREST, contendo os valores do se gundo membro das restrições.
- KPOS - Parâmetro que indica se devem realizar-se análises pós-ótimos nos casos que não têm solução:
KPOS = 0 - não realizar análise pós-ótimo.
KPOS = 1 - realizar análise pós-ótimo.
- QLMAX - Vetor de dimensão (NVAR1 + 2), contendo os limites superiores das variáveis.
- ITROC - Vetor de dimensão (NREST - 1), contendo parâmetros que indicam se foi necessário ou não, trocar os si nais das restrições, de maneira a poder caracterizar a matriz de base.
- D - Matriz de dimensão ((NREST - 1) x NVAR), contendo os coeficientes das restrições.

Saída: Se existir uma solução possível para o problema de despacho em estudo, são fornecidas as alterações nas variá veis que otimizam a função objetivo do problema redefi nido na sub-rotina QUADRO.

Descrição dos principais elementos de saída:

- KODIGO - Parâmetro que indica se existe solução:
- KODIGO = 0 - existe solução.
- KODIGO = 1 - não existe solução possível.
- VAR - Vetor de dimensão NVAR, contendo os valores de to das as variáveis do problema redefinido na sub-ro tina QUADRO.

Descrição de outros elementos importantes:

- AMIN - Parâmetro que indica se a variável está em seu li mite inferior (zero).
- AMAX - Parâmetro que indica se a variável está em seu li mite superior.
- JP - Índice da variável escolhida para entrar na base.
- XBAS - Vetor de dimensão NREST, contendo os valores das variáveis básicas.
- VALOR - Vetor contendo os valores dos elementos não-nulos da matriz básica inversa. A dimensão deste vetor é igual ao quadrado de NREST.
- ILIN - Vetor de dimensão NREST, contendo o endereço ini cial de cada linha da matriz básica inversa.
- ICOL - Vetor de dimensão igual ao quadrado de NREST, con tendo os índices das colunas da matriz básica in versa, associados a cada elemento de VALOR.

- NOZE - Vetor de dimensão NREST, contendo o número de elementos não-nulos em cada linha da matriz básica inversa.
- KL - Parâmetro auxiliar definido como igual a (NREST - 1).

Procedimento: Trata-se de executar um algoritmo de programação linear utilizando o método simplex modificado na forma revisada para a obtenção das soluções ótimas requeridas.

A solução é obtida utilizando-se o método das duas fases. Primeiro busca-se uma SBA inicial para logo então pesquisar a solução ótima.

B.3 - Sub-Rotina VARSAT

Finalidade: Representar o vetor associado à variável escolhida para entrar na base, em termos da base atual.

Chamada: CALL VARSAT (JP, Y)

Descrição dos principais elementos de entrada:

- JP - Índice da variável escolhida para entrar na base.
- NVAR - Número de variáveis de geração e de carga.
- NREST - Número total de restrições.
- VALOR - Vetor de dimensão igual ao quadrado de NREST, contendo os valores dos elementos não-nulos da matriz básica inversa.

- ILIN - Vetor de dimensão NREST, contendo o endereço inicial de cada linha da matriz básica inversa.
- ICOL - Vetor de dimensão igual ao quadrado de NREST, conttendo os índices das colunas da matriz básica inverssa associados aos elementos de VALOR.
- NOZE - Vetor de dimensão NREST, contendo o número de elementos não-nulos em cada linha da matriz básica inversa.
- D - Matriz de dimensão ((NREST - 1) x NVAR), contendo os coeficientes das restrições.

Saída: Fornece à sub-rotina PROLIN, a representação da variável escolhida para entrar na base, em termos da base atual.

Descrição dos principais elementos de saída:

- Y - Vetor de dimensão NREST, contendo os valores dos elementos que representam o vetor escolhido para entrar na base em termos da base atual.

Procedimento: Esta sub-rotina baseia-se na propriedade de que qualquer vetor do sistema pode ser representado como uma combinação linear dos vetores da base,

$$\underline{a}_i = A_{B\underline{y}_i} \quad (B.1)$$

Onde:

\underline{a}_i = i-ésimo vetor da matriz dos coeficientes.

A_B = matriz básica.

\underline{y}_i = representação do vetor \underline{a}_i em termos da base A_B .

B.4. - Sub-Rotina MODIFI

Finalidade: Achar a variável a sair da base e as novas soluções básicas admissíveis.

Chamada: CALL MODIFI (LIM, ML, JP, Y)

Descrição dos principais elementos de entrada:

- LIM - Parâmetro que indica o número de variáveis que podem ser escolhidas para sair da base:
- LIM = (NREST - 1) - Fase 1.
- LIM = NREST - Fase 2.
- ML - Parâmetro que indica o número de pivotamentos realizados.
- JP - Índice da variável escolhida para entrar na base.
- Y - Vetor de dimensão NREST, contendo os valores dos elementos que representam o vetor escolhido para entrar na base, em termos da base atual.
- NREST - Número total de restrições.

- AMIN - Parâmetro que indica se a variável está em seu limite inferior.
- AMAX - Parâmetro que indica se a variável está em seu limite superior.
- QLMAX - Vetor de dimensão $(NVAR1 + 2)$, contendo os limites superiores das variáveis.
- XB - Vetor de dimensão NREST, contendo os valores das variáveis básicas.
- XBAS - Vetor de dimensão NREST, contendo os índices das variáveis básicas.
- VAR - Vetor de dimensão NVAR, contendo os valores de todas as variáveis.
- VALOR - Vetor de dimensão igual ao quadrado de NREST, contendo os valores dos elementos não-nulos da matriz básica inversa.
- ILIN - Vetor de dimensão NREST, contendo o endereço inicial de cada linha da matriz básica inversa.
- NOZE - Vetor de dimensão NREST, contendo o número de elementos não-nulos em cada linha da matriz básica inversa.
- ICOL - Vetor de dimensão igual ao quadrado de NREST, contendo os índices das colunas da matriz básica inversa associada aos elementos de VALOR.

Saída: Fornece à sub-rotina PROLIN a nova matriz básica inversa e os novos valores das variáveis básicas e das variáveis não-básicas.

Descrição dos principais elementos de saída:

- XB - Vetor de dimensão NREST, contendo os valores das variáveis básicas para a nova SBA.
- XBAS - Vetor de dimensão NREST, contendo os índices das variáveis básicas para a nova SBA.
- VAR - Vetor de dimensão NVAR, contendo os valores de todas as variáveis, associadas à nova SBA.
- VALOR - Vetor de dimensão igual ao quadrado de NREST, contendo os valores dos elementos não-nulos da matriz básica inversa associada à nova SBA.
- ILIN - Vetor de dimensão NREST, contendo o endereço inicial de cada linha de matriz básica inversa.
- ICOL - Vetor de dimensão igual ao quadrado de NREST, contendo os índices das colunas da matriz básica inversa associados aos elementos de VALOR.
- NOZE - Vetor de dimensão NREST, contendo o número de elementos não-nulos em cada linha da matriz básica inversa associada à nova SBA.

Procedimento: Esta sub-rotina utiliza o critério do método modificado (ver item 3.2) para a escolha da variável que deve entrar na base e da variável que deve sair da base.

A formação da nova matriz básica inversa é feita da mesma maneira que no método simplex, utilizando operações elementares de linhas.